

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 22 MARS 2017

VOLUME 2

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)

PARTICIPANTE :

Me YVES FRÉCHETTE
procureur de Hydro-Québec Transport (HQT)

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	4
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
PREUVE DE HQCMÉ	7
NICOLAS TURCOTTE	
MICHAËL GODBOUT	
CHARLES-ÉRIC LANGLOIS	
INTERROGÉS PAR Me PIERRE RONDEAU	8
PREUVE DE HQT	71
ÉRIC LOISELLE	
MARC DUSSEAULT	
CHARLES-ÉRIC LANGLOIS	
INTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE	74
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me NICOLAS DUBÉ	97
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE D. GRENIER	101
INTERROGÉS PAR Me PIERRE RONDEAU	122
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	129
PREUVE DE RTA	137
MARC FORTIN	
INTERROGÉ PAR Me PIERRE D. GRENIER	137
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	160
INTERROGÉ PAR Me PIERRE RONDEAU	171

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

E-4 (HOCMÉ) :	Liste des normes faisant référence à la caractéristique « raccordées au RTP » reproduite à l'Annexe C des installations (Demandé par la Régie)	59
---------------	--	----

R-3944-2015/R-3949-2015

R-3957-2015

22 mars 2017

- 5 -

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
A-0076 : Présentation de Hydro-Québec TransÉnergie	74
A-0077 : Curriculum vitae de M. Marc Dusseault	76
A-0078 : Curriculum vitae de M. Éric Loisel	77
C-RTA-0036 : Curriculum vitae de M. Marc Fortin	137
C-RTA-0037 : Présentation PowerPoint de RTA	140

1 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-deuxième
2 (22e) jour du mois de mars :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-deux (22)
8 mars deux mille dix-sept (2017), dossier R-3944-
9 2015, dossier R-3949-2015 et dossier R-3957-2015.
10 Poursuite de l'audience.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Alors, bonjour à tous ce matin. Tel que convenu,
13 nous allons commencer avec l'interrogatoire de la
14 Régie. Alors, Maître Rondeau... Maître Tremblay.

15 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

16 Bien, en fait, je voulais juste faire un état de
17 situation des engagements tel que je m'y étais
18 engagé hier. Pour les engagements E-1 et E-3, ils
19 seront déposés sur le SDÉ en cours de journée et
20 j'aurai des copies papier demain matin lors de
21 l'audience.

22 Pour l'engagement E-2, et ça c'est... ça,
23 c'est les documents de la NERC. Alors, ce sont des
24 documents assez volumineux, là. Alors, ça va aller
25 à vendredi le dépôt SDÉ et papier pour cet

1 engagement-là.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Vous voulez dire vendredi de cette semaine, là?

4 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

5 Oui, oui, oui, le vingt-quatre (24) mars.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 O.K.

8 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

9 Excusez-moi, j'ai marqué sur ma feuille vingt-
10 quatre (24) mars. Alors, voilà!

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Parfait. Merci. Merci pour les précisions. Alors,
13 Maître Rondeau, c'est à vous.

14

15 PREUVE DE HQCMÉ

16

17 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-deux

18 (22e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

19

20 NICOLAS TURCOTTE

21 MICHAËL GODBOUT

22 CHARLES-ÉRIC LANGLOIS

23

24 LESQUELS, sous la même affirmation solennelle,

25 déposent et disent :

1 INTERROGÉS PAR Me PIERRE RONDEAU :

2 Q. [1] Bonjour Messieurs. J'aborderais d'abord, en
3 premier lieu, les FAC-010-2 et 011-2 portant sur
4 les méthodes d'établissement des limites
5 d'exploitation du réseau dans l'horizon de
6 planification et d'exploitation pour la 011.

7 Vous nous y indiquiez hier que vous
8 appliquez le critère du défaut triphasé depuis
9 deux mille cinq (2005), c'est exact?

10 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

11 R. C'est pas précisé, c'est... le défaut triphasé est
12 appliqué sous différents horizons dans
13 différents... dépendamment de l'applicabilité, le
14 moment auquel on a commencé à l'appliquer ou dans
15 quel réseau, ça varie.

16 Je peux préciser, depuis deux mille cinq
17 (2005), la mention que j'ai faite hier, c'est
18 précisément l'application du défaut triphasé dans
19 les réseaux non-Bulk dans l'horizon de
20 planification. Le déclencheur deux mille cinq
21 (2005), c'est pour... c'était pour cette précision-
22 là.

23 Q. [2] O.K. Vous avez procédé à l'application de ce
24 critère à compter de... sur un horizon de
25 planification. Ce qui veut dire que vous avez peut-

1 être, pour certains segments non-Bulk, ça s'est
2 fait en deux mille sept (2007) ou en deux mille
3 huit (2008). Est-ce que c'est ce que je dois
4 comprendre?

5 R. C'est lors de... à partir de deux mille cinq (2005)
6 qu'on pourrait le qualifier comme le déclencheur
7 d'ajout de ce critère-là. Les analyses de réseaux
8 qui ont été faites par après par le planificateur
9 peuvent avoir nécessité des investissements dus à
10 l'ajout de ce critère-là.

11 Q. [3] O.K.

12 R. Mais, c'est au cas le cas.

13 Q. [4] C'est au cas. C'est pas dans tous les cas que
14 vous appliquez le critère?

15 R. Lors d'une étude, c'est pas... c'est pas sur une
16 base volontaire que le critère est appliqué.
17 Lorsque les études d'intégration sont faites, le
18 critère est applicable. Depuis deux mille cinq
19 (2005), toute étude qui est faite depuis deux mille
20 cinq (2005), le critère est applicable au moment où
21 l'étude est complétée.

22 Q. [5] O.K.

23 R. Comme les études ne sont pas faites dans un
24 contexte, et le planificateur pourra en témoigner,
25 les études ne sont pas faites dans un contexte

1 nécessairement de rétrofit. Les études sont faites
2 par sous-réseau, par projet. Particulièrement pour
3 les cas non-Bulk, on parle d'études qui sont faites
4 dans une section du réseau pour lesquelles les
5 autres sections ont moins d'interactions. Donc, il
6 peut y avoir des projets, des investissements, des
7 décisions qui sont prises pour un projet donné. Et
8 là je ne peux pas aller dans le détail de cas
9 précis. Ça pourrait être abordé avec le
10 planificateur, mais clairement c'est ce processus-
11 là qui est fait depuis deux mille cinq (2005).

12 Q. [6] O.K. Alors, si je comprends bien, ce critère-là
13 c'est pour les... dans un horizon de planification.
14 Mais, qu'en est-il de l'horizon d'exploitation?
15 (9 h 15)

16 R. D'un point de vue de l'exploitation, les critères
17 applicables sont un peu différents dans le sens
18 qu'ils sont formulés un peu différemment à
19 l'interne d'Hydro-Québec, mais respectent l'esprit
20 des normes FAC-010, 011, 014 et TPL. À Hydro-
21 Québec, on a une pratique qui est d'arrimer autant
22 que possible ce qui est fait en conception avec ce
23 qui est fait en exploitation.

24 Donc, les planificateurs ont des niveaux de
25 performance attendus. Et en exploitation, on

1 s'attend à retrouver le même niveau de performance.
2 C'est sûr qu'il y a la réalité de l'exploitation du
3 réseau et de la pratique de l'industrie qui veut
4 que ce n'est pas les mêmes enjeux. Mais au point de
5 vue de la performance, si le réseau a été conçu
6 pour subir un événement, on s'attend autant que
7 possible d'avoir des performances équivalentes en
8 exploitation.

9 Donc, pour répondre à votre question, les
10 limites de transit, lorsqu'un réseau a été conçu
11 pour subir une contingence, sont établies pour
12 rencontrer ce niveau de performance-là. Donc, dans
13 le cas du défaut triphasé, s'il y a des
14 investissements en réseau qui ont été faits pour le
15 respecter et que ces équipements-là sont hors
16 service une fois en exploitation, on va ajuster les
17 limites de transit pour respecter ce qui a été fait
18 en conception.

19 Q. [7] Maintenant, mais avant deux mille cinq (2005)
20 quel était le critère qui était utilisé si vous
21 avez introduit le défaut triphasé depuis deux mille
22 cinq (2005) pour des fins de planification, dans un
23 horizon de planification et d'exploitation? Avant
24 deux mille cinq (2005) de quelle façon ça a été
25 fait?

1 R. Je vais vous répondre que la question devrait
2 s'adresser au Planificateur. Je n'étais pas là
3 personnellement en deux mille cinq (2005).

4 Q. [8] O.K.

5 R. J'ai des idées sur ce qu'il y avait comme critères,
6 mais je préfère que la question soit posée
7 directement au Planificateur pour l'historique
8 avant deux mille cinq (2005).

9 Q. [9] Évidemment, juste une petite question que je
10 voulais poser. Quand je regarde la FAC-010-2.1, à
11 l'exigence 2.1, où l'on traite d'un défaut
12 monophasé à la terre ou d'un défaut triphasé, le
13 plus grave des deux. Comment est-ce que je dois
14 interpréter cette disposition-là? Est-ce qu'un
15 défaut monophasé peut être plus important qu'un
16 défaut triphasé dans certains cas?

17 R. C'est une excellente question que je vais tenter de
18 répondre, mais qui n'est pas évidente. Que même
19 dans l'industrie, les gens, je peux témoigner
20 qu'ils ne s'entendent pas nécessairement sur la
21 probabilité qu'un défaut monophasé puisse
22 effectivement être plus sévère. Mais j'aimerais
23 d'abord souligner que cette clause-là est aussi
24 présente dans la FAC-011. Donc c'est le même
25 langage.

1 Clairement, le défaut triphasé d'un point
2 de vue de perturbation est plus... donne un plus
3 gros coup sur le réseau par la nature du phénomène
4 qui est d'amener la tension à zéro volt de séquence
5 directe des trois phases. Et les trois phases
6 simultanément à zéro volt, en comparaison d'un
7 défaut monophasé où il y a une seule phase qui est
8 amenée à zéro volt et les deux autres phases sont,
9 on va dire, saines. Et, à ce moment-là, il continue
10 à y avoir des possibilités de transit de puissance
11 pendant le défaut. Ce qui n'est pas le cas avec un
12 défaut triphasé.

13 Donc, clairement, là, au point de vue
14 technique, c'est très facile d'expliquer que le
15 défaut triphasé est plus sévère fondamentalement
16 qu'un défaut monophasé. Je ne peux pas témoigner de
17 la raison pourquoi ils l'ont mis comme ça dans la
18 norme. Mais il y a d'autres normes, comme les
19 critères NPCC, et d'autres pratiques qui ont le
20 même genre de distinction de considérer les deux,
21 de prendre le plus grave des deux.

22 Et une des raisons que je peux expliquer
23 pourquoi que, dans certains cas, le défaut
24 monophasé pourrait être plus sévère, ça serait dans
25 des situations où il y a des équipements qui ont

1 des réactions différentes qu'une machine synchrone
2 conventionnelle, un alternateur de centrale
3 hydraulique conventionnel, à un défaut par des
4 modes de contrôle discrets et qui peuvent avoir une
5 dynamique qui s'aggrave lorsque la tension est
6 moins creuse, ou descend moins basse en séquence
7 directe, donc la tension des trois phases, qu'un
8 défaut franc à ses bornes.

9 Et les exemples d'équipement comme ça, ce
10 serait des convertisseurs à courant continu ou des
11 parcs éoliens avec des systèmes de contrôle qui
12 réagissent différemment à des défauts monophasés
13 que triphasés et pour lesquels le phénomène
14 transitoire résultant pourrait dans certains cas
15 faire que le monophasé est plus sévère. Mais
16 vraiment, je peux témoigner que le triphasé est
17 reconnu comme étant un parapluie de robustesse qui
18 couvre le biphasé et le monophasé.

19 (9 h 20)

20 Q. [10] Même au Québec est-ce que le monophasé
21 pourrait produire, est un événement plus important
22 ou, en raison de la configuration, c'est suffisant
23 avec le défaut triphasé?

24 R. Je ne connais pas de cas précis où on a dû prendre
25 des mesures atténuantes pour couvrir un défaut

1 monophasé versus un triphasé au Québec.

2 Q. [11] Ce que je comprends... j'ai compris, Monsieur
3 Turcotte, je pense que vous avez indiqué, hier, je
4 me trompe peut-être, ce n'est peut-être pas vous,
5 là, que l'impact d'appliquer un défaut triphasé est
6 encore à l'étude, est-ce que c'est vous?

7 M. NICOLAS TURCOTTE :

8 R. Ce n'est pas... l'impact est connu, je pense, à
9 l'application d'un défaut triphasé, comme monsieur
10 Langlois l'a exprimé. C'est que le Coordonnateur,
11 suite au questionnement de la Régie, s'est bien
12 rendu compte qu'il y a, de façon inhérente aux
13 champs d'applications entre la planification et
14 l'exploitation, puisque monsieur Langlois, comme il
15 vient de l'exprimer, depuis deux mille cinq (2005),
16 le défaut triphasé est appliqué dans les
17 critères... pour les critères des contingences
18 applicables pour la planification du réseau, on va
19 l'appeler, RTP non-Bulk. Et dû à ces petites
20 différences-là, entre la planification et ce qu'il
21 est possible d'appliquer comme contingences en
22 exploitation, bien, le Coordonnateur s'est rendu
23 compte qu'effectivement, il y avait peut-être
24 des... une certaine anomalie, puis je vais
25 l'appeler inhérente aux champs d'applications.

1 Donc, pour régler ce problème-là... et ça
2 avait été... ça a été soulevé, comme je l'ai dit, à
3 la FERC mais à un degré beaucoup moindre, sur les
4 contingences applicables ou la différence entre les
5 contingences applicables entre les TPL et les FAC à
6 FERC. Et quand je parlais, hier, d'arrimage, c'est
7 ça qui était... dont il était la question à FERC.

8 Maintenant, les différences dans les champs
9 d'applications inhérentes au Québec sont
10 différentes et ça nécessite... et on croit que ça
11 nécessite une clause, qu'on a qualifiée de grand-
12 père, je réitère que ce n'est pas une clause de
13 droits acquis, c'est une clause grand-père, c'est
14 une particularité Québec qu'on appliquerait avec
15 les modalités que j'ai soulevées... avec les
16 deux... j'ai appelé « couches », hier, dans mon
17 témoignage, les deux sous-couches, c'est-à-dire les
18 deux critères d'application. Soit que
19 l'installation ou le réseau ne peut pas rencontrer
20 la performance attendue de la norme. Et,
21 deuxièmement, c'est qu'il n'y a pas eu de
22 modification substantielle depuis l'adoption de la
23 norme. Ça revient à dire qu'une installation... des
24 installations réseau, je vais qualifier plutôt de
25 réseau, qui seraient modifiées dans le temps devra

1 rencontrer ces critères lors de la modification.

2 Q. [12] O.K.

3 R. Juste continuer. Dans un effort pour que le réseau
4 puisse tendre, à terme, à rencontrer la performance
5 attendue en exploitation des normes FAC. Donc,
6 c'est une tendance pour que... Le Coordonnateur est
7 bien conscient qu'on ne peut pas arriver d'emblée,
8 automatiquement, actuellement, à toute la
9 performance qui est attendue mais, à terme, on
10 aimerait y arriver pour que l'arrimage puisse se
11 faire. Encore une fois, c'est dans une optique de
12 fiabilité et de robustesse de réseau parce que
13 c'est le critère qui est appliqué ailleurs pour...
14 pour un réseau plus robuste.

15 Q. [13] Par ailleurs, toujours du côté exploitation,
16 quel critère est utilisé pour les SOL de
17 l'interconnexion RTA, d'une part, Abitibi, Gaspésie
18 et Outaouais? Est-ce que c'est différent ou c'est
19 le même ou...

20 R. Je vais répondre en deux volets.

21 Q. [14] Oui, allez-y.

22 R. Si vous permettez. Dans le réseau... les sous-
23 réseaux qui appartiennent à Hydro-Québec, donc
24 Abitibi, Gaspésie, Outaouais, le critère qui est
25 utilisé pour établir les stratégies d'exploitation

1 et les limites de transit c'est le défaut triphasé.

2 Dans le cas de RTA, le défaut triphasé,
3 dans les stratégies qui sont appliquées
4 actuellement, qui sont en vigueur depuis un bon
5 bout de temps, n'avaient pas été utilisées comme la
6 contingence dimensionnante, si on peut dire. Et le
7 défaut monophasé rencontre la performance pour les
8 limites de transit, l'ensemble des configurations
9 qui sont actuellement utilisées en import-export.
10 Ça ne veut pas dire que le défaut triphasé ne passe
11 pas, qu'on peut dire, ne rencontre pas aucune
12 performance, ça veut juste dire que les limites
13 qu'on a actuellement, le niveau de performance
14 attendu, c'est d'assurer une stabilité selon les
15 méthodes qu'on utilise dans d'autres réseaux, mais
16 avec un défaut monophasé.

17 (9 h 25)

18 Q. [15] Ce défaut monophasé qui est appliqué,
19 d'ailleurs, plutôt que le...

20 R. Oui.

21 Q. [16] ... le défaut triphasé? C'est ce que vous
22 dites essentiellement?

23 R. Oui. On pourrait le résumer comme ça, oui.

24 Q. [17] Puis c'est toujours comme ça, j'imagine,
25 depuis... depuis que vous êtes là, depuis deux

1 mille cinq (2005) à tout le moins?

2 R. Moi je suis là depuis deux mille huit (2008). Je
3 n'ai pas tout l'historique. Ce que j'en sais, c'est
4 que les stratégies qui sont en vigueur, les modes
5 d'exploitation qui sont en vigueur aujourd'hui sont
6 là depuis un bon moment et il y a des comités
7 techniques et des études qui sont faites
8 ponctuellement, conjointement avec RTA pour des
9 configurations particulières, donc ça a évalué dans
10 le temps tout ça, là.

11 On parle de quelque chose qui est en
12 vigueur depuis plusieurs années et qui s'est greffé
13 des morceaux, des modes d'exploitation que RTA
14 avait besoin dû à des retraits, par exemple, qu'on
15 n'avait jamais étudiés, qui ont été étudiés par
16 sous-couches. Et des fois, ce n'est même pas un
17 défaut en tant que tel qui est la contingence
18 redoutée, ça peut être simplement une surcharge ou
19 une perte d'éléments. Donc, c'est évolutif ces
20 limites-là, mais il n'y a pas de révisions
21 complètes qui ont été faites en tenant compte de
22 nouveaux critères formellement.

23 Q. [18] Mais normalement, les révisions, quant à
24 l'application du critère, généralement, est-ce que
25 ça se fait sur une base périodique, côté

1 planification et exploitation?

2 R. Ça se fait surtout en tenant compte de l'évolution
3 du réseau.

4 Q. [19] O.K. Et... Allez-y, poursuivez.

5 R. Oui. J'allais juste dire, c'est différent dans
6 l'optique d'un réseau de transport comme le réseau
7 Bulk où on a des lignes à 735kV et des grandes
8 interfaces et un réseau régional où on a des
9 stratégies beaucoup plus particulières. La façon de
10 réviser tout ça et de l'étudier, le niveau de
11 complexité n'est pas le même. Il n'y a pas de
12 périodicité ferme, ni dans les normes, ni dans les
13 processus au Québec pour réviser. C'est vraiment
14 basé sur l'évolution des réseaux.

15 Q. [20] O.K. Et par ailleurs, pour RTA, il y a des
16 limites actuelles, les SOL sont établis
17 présentement. Est-ce qu'ils ont toujours été les
18 mêmes depuis, à tout le moins, pendant que vous
19 êtes là, depuis que vous êtes...?

20 R. C'est en lien avec ce que je mentionnais il y a...
21 à la question... c'est deux questions, c'est-à-dire
22 qu'il y a clairement eu une évolution progressive
23 pour couvrir des modes d'exploitation qui n'avaient
24 peut-être pas été regardés et des petits
25 changements, des ajustements aux réseaux de RTA qui

1 ne sont pas nécessairement majeurs, qui peuvent
2 être un nouveau réglage de protection, un
3 ajustement dans une centrale, l'ajout d'un parc
4 éolien du côté d'Hydro, des trucs comme ça qui
5 peuvent nécessiter d'ajuster une configuration
6 précise, mais pas nécessairement de revoir le tout.

7 Q. [21] Est-ce que... j'essaie d'interpréter vos
8 propos et ça veut dire, par exemple, que les
9 limites sont établies depuis... un scénario, les
10 limites étaient toujours les mêmes, vous faites de
11 petits ajustements, mais c'est à l'intérieur de
12 certaines marges, ça ne change pas, les limites ne
13 changent pas, vous pouvez faire des études ou est-
14 ce qu'il y a eu quelque chose, à votre
15 connaissance, qui a réellement... est-ce qu'il y a
16 quelque chose qui a pu modifier les limites elles-
17 mêmes? Parce que je ne le sais pas, si on fixait la
18 limite basse, est-ce que ce cas-là s'est produit?
19 Parce qu'on peut toujours manoeuvrer à l'intérieur
20 de certaines limites.

21 (9 h 30)

22 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

23 R. Juste pour être certain, pour clarifier que... je
24 vais reprendre les propos pour être sûr puis vous
25 me direz si ça clarifie. Le réseau de RTA est quand

1 même complexe dans le nombre de configurations
2 possibles à cause du fait qu'il est bouclé par
3 plusieurs interfaces avec le réseau d'Hydro,
4 plusieurs lignes et les combinaisons de retrait à
5 l'interne et autour du réseau qui peuvent faire
6 qu'il y a un paquet de configurations possibles et
7 RTA peut transférer de l'énergie à Hydro-Québec et
8 Hydro-Québec peut transférer de l'énergie à RTA,
9 donc il y a quand même un... la stratégie de tout
10 ça se résume à un tableau qui comprend une panoplie
11 de configurations et de SOL, de limites de transits
12 qui ont été établis.

13 Donc, chaque configuration a ses
14 contraintes, ses limites dépendamment des
15 changements qu'il y a eu sur le réseau dans le
16 temps et des interactions, des besoins ponctuels de
17 RTA versus Hydro pour des modes d'exploitation qui
18 n'avaient pas été étudiés ou qui n'avaient pas été
19 optimisés. Il peut y avoir eu des ajustements de
20 certaines de ces limites-là dans le temps, mais il
21 n'y a pas eu de révision complète par le fait que
22 le réseau de RTA n'a pas été modifié de façon
23 significative, à ma connaissance, dans ce laps de
24 temps là, donc c'est au cas le cas. S'il y a un
25 changement dans la région, par exemple de Chute-

1 des-Passes, dans une configuration donnée, c'est ce
2 mode d'exploitation là, cette configuration-là qui
3 a été étudiée par nos ingénieurs en coopération
4 avec RTA pour établir une optimisation, par
5 exemple, dû à un retrait d'équipement. Pendant ce
6 temps-là, toutes les autres config. du tableau
7 n'ont pas nécessairement été revues.

8 Q. [22] Mais vous me confirmez que, à date, il n'y a
9 pas eu d'études basées sur un défaut triphasé pour
10 RTA?

11 R. Je pourrais vous demander de répéter la question
12 pour être certain de...?

13 Q. [23] Je vous ai juste demandé si vous aviez
14 entrepris une étude... Est-ce que vous avez
15 entrepris une étude d'impact d'un défaut
16 triphasé... Donc, ce que je vous posais comme
17 question, à savoir : est-ce que vous avez entrepris
18 ou est-ce qu'il y a une étude en cours sur le
19 défaut triphasé pour les liens d'interconnexions
20 avec RTA? Est-ce que vous avez entrepris ça?

21 R. Oui, comme monsieur Turcotte l'a mentionné hier, il
22 y a une évaluation très préliminaire qui a été
23 faite pour, avec des hypothèses parapluie, on peut
24 dire, pour non pas quantifier mais évaluer de façon
25 globale qu'est-ce que ça avait l'air d'appliquer un

1 défaut triphasé. Mais il n'y a pas d'étude de
2 révision des limites de transits qui a été faite.

3 Q. [24] Et, est-ce que vous avez des conclusions
4 préliminaires sur l'impact que ça peut avoir?

5 M. NICOLAS TURCOTTE :

6 R. Les conclusions que j'ai qualifiées dans mon
7 témoignage étant préliminaires et qui sont
8 préliminaires parce que, comme j'ai dit, elles sont
9 inhérentes au manque de données que nous avons,
10 effectivement il y a une revue à la baisse,
11 effectivement, des limites.

12 Q. [25] Une revue à la baisse? Vous pouvez donner un
13 ordre de grandeur?

14 R. Non, c'est ça, comme le mentionnait monsieur
15 Langlois, on n'a pas les valeurs.

16 Q. [26] Vous n'avez pas les valeurs?

17 R. Mais on sait qu'il y a un impact à la baisse, ça
18 c'est clair.

19 Q. [27] O.K. J'avais omis de vous poser une question
20 fondamentale au départ dans les questions
21 d'introduction. Quelles sont les raisons qui ont
22 motivé l'exploitant du réseau de transport au
23 Québec d'adopter le critère triphasé? On parle de
24 deux mille cinq (2005) à ce moment-là, quelles
25 étaient les raisons pour lesquelles vous l'avez

1 adopté?

2 (9 h 36)

3 Me CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

4 R. Je vais laisser le Planificateur répondre pour la

5 partie de deux mille cinq (2005). Je n'étais pas là

6 entre deux mille cinq (2005) et deux mille huit

7 (2008), je ne peux pas témoigner des pratiques de

8 l'exploitant à ce moment-là. Mais une chose est

9 sûre, c'est que depuis que je suis dans

10 l'entreprise il y a une volonté de l'exploitant

11 d'arrimer ses critères avec la performance entendue

12 d'un point de vue de comment que le réseau a été

13 conçu. Et le défaut triphasé fait partie des

14 contingences des critères non... on s'entend qu'on

15 parle principalement des réseaux non-Bulk parce que

16 les réseaux Bulk, clairement, il y a un arrimage

17 entre la planification et l'exploitation depuis

18 l'adoption des critères NPCC au début des années

19 deux mille (2000). Alors on parle vraiment... le

20 cheminement qu'on discute depuis les dernières

21 minutes, on parle du réseau non-Bulk pour lequel le

22 réseau a été seulement en partie conçu au fil du

23 temps avec un défaut triphasé dû à l'adoption du

24 critère en deux mille cinq (2005). Et l'exploitant

25 a comme pratique, depuis que je suis dans

1 l'entreprise, d'étudier le défaut triphasé, de le
2 regarder, c'est un critère de robustesse, dans bien
3 des cas ça ne cause aucun problème, même si le
4 réseau n'a pas été nécessairement conçu pour le
5 défaut triphasé, par la nature du réseau étudié
6 ici.

7 Un réseau avec seulement une certaine
8 quantité de charge et pas d'équipement dynamique
9 radial peut, dans certains cas, ne pas avoir un
10 impact significatif dû à l'application du défaut
11 triphasé. Alors pour bien des cas de figure, on
12 fait le défaut triphasé en exploitation et on n'a
13 pas de problème et on ne se pose même pas la
14 question si le réseau a été conçu ou pas avec ce
15 critère-là. Par contre, dans certains cas on arrive
16 dans des réseaux où il y a de la génération et où
17 le défaut triphasé est problématique,
18 particulièrement dans des configurations de réseau
19 dégradé. Et là on se rend compte, en arrimant nos
20 hypothèses avec ce qui a été fait en planification,
21 que le réseau n'a pas été conçu avec le défaut
22 triphasé et c'est là que les problèmes peuvent
23 commencer à surgir, dont dans le cas de l'interface
24 avec RTA, par exemple.

25

1 Me PIERRE RONDEAU :

2 Q. [28] O.K. Si j'essaie de résumer brièvement votre
3 témoignage, vous faisiez référence au réseau Bulk,
4 aux critères du NPCC dont HQT est membre, puis à ce
5 moment-là pour le réseau Bulk ça visait la
6 protection de l'interconnexion, là, par définition
7 c'est assurer la sécurité chez nos voisins,
8 s'assurer qu'il n'y a pas d'impact significatif
9 d'un défaut d'une installation au Québec par la
10 définition. C'est ça... à partir de là, après ça
11 vous l'avez étendu au réseau non RTP. À date, ce
12 que vous m'avez donné.

13 R. J'aimerais apporter une clarification importante.
14 Les critères applicables au réseau Bulk vont bien
15 au-delà du défaut triphasé. On parle d'application
16 de contingence multiple, de refus d'opérer de
17 disjoncteurs, qui ne sont pas du tout considérés
18 dans les réseaux ou à peu près pas dans les réseaux
19 non-Bulk. Donc le niveau de performance attendu, je
20 le qualifierais de proportionnel à l'impact que ça
21 peut avoir, oui. Les critères Bulk sont d'un niveau
22 de robustesse qui va bien au-delà de l'application
23 du défaut triphasé, dû à l'impact inhérent du
24 réseau Bulk sur l'interconnexion du Québec sur les
25 voisins. Dans les réseaux non-Bulk, le défaut

1 triphasé, qui reste à peu près la seule contingence
2 problématique ou appliquée, devient un niveau de
3 performance pour ce sous-réseau-là.

4 Q. [29] O.K. Je vais revenir à monsieur Turcotte avec
5 votre clause grand-père, toujours au regard de ces
6 deux normes. Quel serait l'impact de la... sur la
7 fiabilité de l'interconnexion d'appliquer cette
8 clause-là? Et quelle en serait la portée, surtout?
9 D'abord l'impact et ensuite la portée.

10 M. NICOLAS TURCOTTE :

11 R. L'impact réel, actuellement, serait l'application
12 du statu quo.

13 Q. [30] O.K.

14 (9 h 42)

15 R. C'est un peu... c'est un peu ça. À long terme,
16 comme j'ai dit, le deuxième... la deuxième couche
17 de la clause grand-père étant que toute
18 modification significative - suite à une
19 modification significative, le réseau doit
20 rencontrer les performances attendues de la norme -
21 permettrait d'ajouter et d'augmenter la fiabilité
22 au fil du temps. Donc comme je l'ai mentionné tout
23 à l'heure, on tend vers un niveau de robustesse et
24 de fiabilité en exploitation qui va être de plus en
25 plus supérieur comme la décision a été prise par le

1 planificateur en 2005 pour les réseaux non-Bulk,
2 incluant les réseaux RTP non-Bulk. Le niveau de
3 fiabilité, en appliquant le défaut triphasé, va
4 être augmenté au fil du temps lorsque des
5 modifications significatives ou... significatives
6 de réseau sont apportées.

7 Q. [31] O.K.

8 R. Donc, l'impact à long terme : amélioration du
9 niveau de robustesse, amélioration du niveau de
10 fiabilité. Impact à court terme, c'est un peu ça
11 votre question, c'est le statu... en fait, le statu
12 quo.

13 Q. [32] Et quelle serait l'étendue de l'impact, ou la
14 portée? Est-ce que... est-ce que vous avez déjà
15 identifié les installations qui feraient l'objet de
16 cette clause grand-père?

17 R. De façon préliminaire, oui. De façon exhaustive qui
18 pourrait appuyer mon témoignage en ce moment, non.
19 Dans le sens qu'on a une vague - je vais le dire,
20 comme, en bon français - j'ai une vague idée de...
21 on a une vague idée de où ça va s'appliquer, mais
22 comme j'ai dit, de manière officielle, vous
23 indiquer les installations ou les parties de
24 réseau, il y a des vérifications à faire. C'est
25 pour ça que l'essence de notre témoignage c'est

1 de... c'était d'anticiper les questions de la
2 Régie, avant de venir ici. Puis on savait qu'il y
3 avait un... des différences dans des champs
4 d'application - on va l'appeler comme ça - des
5 différences dans les performances attendues entre
6 les deux, entre la planification et l'exploitation
7 qui avait été décelée, et on s'en est bien rendu
8 compte. Donc, fallait... fallait arriver ici avec
9 une proposition. Mais la proposition elle-même, de
10 un, n'a pas fait l'objet de consultation avec les
11 entités, comme j'ai mentionné dans mon témoignage.
12 De deux, le libellé lui-même sera à revoir
13 lorsque... C'est très très très préliminaire ce que
14 l'on a établi dans la présentation.

15 Q. [33] O.K. Alors...

16 R. Oui. Puis de trois, c'est complexe. Vous
17 comprendrez que l'évaluation se fait dans l'unité
18 de monsieur Langlois et le SRPI, pour
19 l'établissement des limites, et à chaque fois, bien
20 faut... c'est des, comme monsieur Langlois l'a
21 mentionné, c'est au cas le cas. Donc, c'est pour ça
22 que je vous dis que je n'ai pas la...

23 Q. [34] O.K.

24 R. ... liste des cas le cas.

25 Q. [35] Non, non, ça va.

1 R. Mais ça... ça...

2 Q. [36] J'ai compris votre réponse.

3 R. Merci.

4 Q. [37] Par ailleurs, je comprends de votre témoignage
5 d'hier, que vous allez propo... vous proposez une
6 clause grand-père, mais ça va être soumis aux
7 entités concernées pour obtenir leurs commentaires
8 sur votre proposition? C'est ce que j'ai compris?

9 R. Oui, c'est exact. Parce que je répète que - je vais
10 juste être encore plus clair - la norme FAC-010 et
11 FAC-011, qui est en révision devant vous, l'était
12 pour le retrait d'exigences sous le paragraphe
13 qu'on appelle le paragraphe 81 de FERC. Donc, c'est
14 pour ça que on...

15 Q. [38] Oui, c'est un autre, oui.

16 R. C'est une autre... c'est un autre sujet finalement.
17 Puis je veux juste rajouter aussi que le niveau de
18 complexité est assez... est attendu de notre part.
19 Le niveau de la complexité de la clause elle-même,
20 pour justement avoir... ne pas être trop large, ne
21 pas couvrir toutes les entités et ne pas permettre,
22 justement, qu'il y ait des, je veux dire... je veux
23 dire comme ça que s'il y a une modification
24 significative, qu'une entité ne puisse s'y dérober,
25 dans le fond. Que le... à terme, que le niveau de

1 performance attendu, puisse être celui qui est
2 attendu par le coordonnateur, à long... à terme.

3 Q. [39] Maintenant, pour avoir une bonne
4 compréhension, vous indiquez que vous étiez ici au
5 regard de la FAC-010 et 011 pour le retrait de
6 l'exigence 5 au terme du Project 81, Projet 81, je
7 pense, de la FERC, alors ça, ça a été fait. Alors
8 qu'est-ce qui en est de l'application de norme...
9 de ces deux normes-là maintenant que vous proposez
10 une clause grand-père? Qu'est-ce qui arrive, donc,
11 sur la norme elle-même?

12 R. Qu'est-ce que vous... je...

13 Q. [40] Pour l'adoption puis...

14 R. Bien l'adoption c'est... il y a deux choix. Soit
15 d'emblée le coordonnateur dépose un dossier, tout
16 simplement, un dossier de révision de ces normes-
17 là, en soit, soit la Régie, bien sûr, nous
18 l'ordonne, et vous avez... la Régie à tout le
19 pouvoir de nous ordonner de la faire, bien sûr,
20 suite à nos suggestions ou à notre engagement qu'on
21 peut prendre aujourd'hui.

22 Q. [41] C'est ça parce qu'elle est... elle a été
23 adoptée cette norme-là?

24 R. Elle est en vigueur.

25 Q. [42] Elle est en vigueur, c'est ça. Elle est

1 vigueur. Alors, est-ce qu'on suspend la... on la
2 suspend...

3 R. Non.

4 Q. [43] ... l'application ou est-ce qu'on la maintient
5 jusqu'à ce que vous déposiez un nouveau dossier
6 visant à introduire cette notion, ou la clause
7 grand-père, comme particularité du Québec, c'est
8 ce...

9 R. On suggère de ne pas la suspendre.

10 Q. [44] O.K.

11 (9 h 48)

12 R. De la maintenir, parce qu'effectivement c'est
13 des... c'est des petits cas de figure qui existent
14 à certaines parties du réseau, mais globalement, le
15 coordonnateur a jugé qu'elle était valable.
16 Maintenant, ce que vous me décrivez ça se fait
17 aussi en surveillance. Et, là, ça dépasse le cadre
18 de l'application CC.

19 Q. [45] On est au niveau...

20 R. C'est ça. Vous comprendrez qu'on ne peut pas... Je
21 ne peux pas dire au surveillant ou d'emblée
22 témoigner sur ce que fera ou non le surveillant de
23 la fiabilité sur l'application de ces normes-là.

24 Q. [46] Mais pour vous?

25 R. Pour nous...

1 Q. [47] Le Coordonnateur, vous suggérez que l'on
2 maintienne, qu'on ne suspende pas...

3 R. Je le suggère, parce que, comme on a exprimé, c'est
4 des cas de figure qui existent à certains endroits
5 du réseau. Globalement, bien, je vais dire oui,
6 d'emblée, la majorité du réseau RTP non-Bulk
7 supporte le défaut triphasé. Donc, le niveau de
8 robustesse attendu, la performance attendue est
9 rencontrée.

10 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

11 R. Je vais peut-être compléter un élément important.
12 On focusse beaucoup sur la contingence du défaut
13 triphasé. J'aimerais souligner que la norme FAC-011
14 et la norme FAC-014 ont un ensemble de principes de
15 bonnes pratiques qui sont reconnus et qui sont
16 utilisés pour l'exploitation du réseau par les
17 normes TOP et IRO. Donc, il y a un lien qui se fait
18 entre toutes ces normes-là en exploitation. Et ces
19 grands principes-là font partie de ce qui est fait
20 à Hydro-Québec, entre autres par le Coordonnateur
21 et par l'exploitant. Donc, on parle de la
22 problématique précise de l'application du défaut
23 triphasé dans les réseaux non-Bulk, mais l'ensemble
24 de la norme a lieu d'être et est arrimé avec les
25 principes d'exploitation avec les réseaux voisins à

1 l'interne de l'interconnexion, autant pour le
2 réseau principal que pour les réseaux non-Bulk.

3 M. NICOLAS TURCOTTE :

4 R. J'aimerais juste rajouter ce que je viens de dire
5 puis compléter ce que monsieur Langlois vient de
6 dire. En fait, la norme, elle est bonne. C'est dans
7 son champ d'application, dans l'établissement des
8 limites SOL. Donc, pour les respecter, le
9 Coordonnateur n'a qu'à les rabaisser. Et, bon, le
10 niveau de performance est rencontré. C'est dans
11 l'établissement. Ce n'est pas que la norme n'est
12 pas bonne. C'est les SOL elles-mêmes qui sont
13 établies. Je ne sais pas si je suis assez clair à
14 ce niveau-là.

15 Q. [48] Oui, oui.

16 R. C'est les limites elles-mêmes qui seront à revoir à
17 la baisse dans certains cas.

18 Q. [49] O.K. Par ailleurs, on était toujours sur un
19 défaut monophasé en ce qui concerne notamment RTA.
20 Est-ce qu'on pourrait limiter l'application au
21 défaut monophasé jusqu'à ce que vous ayez la clause
22 grand-père? Est-ce que ce serait quelque chose qui
23 pourrait être envisagé?

24 R. Juste pour bien répondre à votre question,
25 j'aimerais que vous spécifiez votre question. Puis

1 je vais juste essayer de comprendre bien votre
2 question. Est-ce que vous me parlez du cas
3 spécifique du réseau de RTA ou vous me parlez dans
4 la globalité de l'interconnexion?

5 Q. [50] J'essayais d'appliquer dans la globalité sans
6 nécessairement centrer sur RTA, parce que vous
7 m'indiquez que c'était... Je ne voulais pas avoir
8 une réponse spécifique à RTA. Mais RTA est le
9 cas...

10 R. Je ne sais pas si c'est un cas de figure. C'est ça.
11 J'exprime...

12 Q. [51] C'est parce que je n'ai pas votre liste, rien.
13 Alors je ne peux pas...

14 R. Mais c'est ce qui a été soulevé en... C'est ce qui
15 a été soulevé effectivement dans les séances de
16 travail. Maintenant, effectivement... Bien, là,
17 j'essaie de comprendre la question, parce que
18 j'essaie de comprendre la résultante. La résultante
19 étant soit, vous maintenez le statu quo, la Régie
20 peut maintenir le statu quo en adoptant une
21 quelconque décision, ordonnance ou quoi que ce soit
22 qui va maintenir le statu quo pour l'établissement
23 du monophasé. Mais comme j'ai dit, dans la
24 globalité de l'interconnexion, on a jugé la norme
25 bonne avec ce que monsieur Langlois... Donc, le

1 deuxième cas de figure, c'est que le Coordonnateur
2 abaisse les limites pour respecter les contingences
3 applicables en vertu des FAC. C'est les deux cas de
4 figure qui existent.

5 (9 h 52)

6 Q. [52] Oui, présentement, si vous abaissiez les
7 limites, ça pourrait causer préjudice, notamment, à
8 RTA? Bien...

9 R. Je...

10 Q. [53] Je ne sais pas, là.

11 R. Je ne peux pas... Encore une fois, c'est parce que
12 ça serait anticiper l'évaluation qu'on en ferait.
13 Parce que la valeur de la limite elle-même, je ne
14 l'ai pas, en fait. Mais... je vais m'arrêter, dans
15 mon témoignage, à il y aurait un abaissement
16 probablement de ces limites-là, effectivement.

17 Q. [54] Oui, si vous appliquez les critères triphasés,
18 c'est...

19 R. Le défaut triphasé.

20 Q. [55] Triphasé?

21 R. Pardon, le... oui, oui. Bien, les critères tels que
22 la performance attendue de la norme.

23 Q. [56] C'est ça.

24 R. C'est ça. Mais, comme je vous dis, la problématique
25 d'établir d'emblée, soit par décision ou par

1 ordonnance, l'établissement du critère monophasé,
2 peut-être ça... ça maintient le statu quo mais ça
3 anticipe trop largement ce que le Coordonnateur
4 veut faire avec la clause grand-père. Ça ne permet
5 pas à terme que les modifications réseaux
6 significatives puissent rencontrer les niveaux
7 performance attendus par le Coordonnateur dans un
8 horizon moyen, long terme. Donc... c'est tout.

9 Q. [57] C'est votre réponse.

10 R. Effectivement, c'est ma réponse. Mais j'essaie
11 peut-être de saisir... comme j'ai dit, je comprends
12 la problématique, maintenant c'est le moyen qui
13 m'échappe.

14 Q. [58] Oui, c'est ça, j'essaie de trouver une
15 formula... tu sais, une formule ou une composition,
16 j'essaie d'avoir vos commentaires sur de quelle
17 façon dispose-t-on des deux normes, FAC-010 et
18 FAC-011, qui sont présentement en vigueur, compte
19 tenu des préoccupations qui ont été manifestées au
20 courant de l'audience et qui a donné suite à
21 votre... en fin de compte, qui a provoqué, si je
22 peux dire, le déclenchement d'une proposition à
23 venir et à être étudiée avec les entités
24 concernées. C'est ce que j'essaie juste de situer,
25 est-ce qu'on doit suspendre? Est-ce qu'on doit ne

1 pas suspendre? Ou de retenir juste le critère
2 monophasé tant et aussi longtemps qu'on n'aura pas
3 complété l'étude?

4 R. C'est clair que, pour le Coordonnateur, la
5 suspension n'est pas acceptable. Elle est vigueur,
6 la norme, donc on la juge à cause des motifs que
7 monsieur Langlois a exprimés, les arrimages, TOP,
8 IRO, les autres critères... les autres contingences
9 applicables dans... pardon, dans la norme FAC qui
10 sont valables, qui assurent un niveau de fiabilité
11 du réseau.

12 Donc, le Coordonnateur n'est pas là, là.
13 N'est pas à demander la suspension... même que ce
14 n'est pas ça qu'il propose. Ce qu'il propose c'est
15 de dire, il n'y a pas, selon lui, péril en la
16 demeure, c'est au Coordonnateur, à ce moment-là, à
17 réévaluer les limites. Mais, pour les niveaux de
18 performance attendus à long terme, bien sûr, le
19 Coordonnateur propose la fameuse clause grand-père
20 à venir.

21 Q. [59] À venir. Mais c'est un... je pense que la
22 question se situait plus en période transitoire.
23 Entre le moment... entre aujourd'hui et le moment
24 où serait mise en vigueur la clause grand-père.
25 C'est ça, cette période-là, là, qui...

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Et, pendant que les témoins confèrent, je vous
3 entends bien, j'entends bien vos questions et, en
4 argumentation, on va être capable de vous ficeler
5 quelque chose de plus concret, je dirais, sur la
6 séquence des événements. Et on va réfléchir aussi à
7 la question de la période transitoire, là, si on
8 parle d'une décision de la Régie, bien, on sera
9 plus explicite sur ce qui est recherché.

10 R. Oui, puis je fais suite à ce... les propos de mon
11 procureur. Si jamais il y a tel type d'ordonnance
12 de la Régie, bien, qu'on puisse être consulté sur
13 le libellé lui-même pour qu'on s'arrime sur la...
14 la clause à venir ou...

15 Me PIERRE RONDEAU :

16 Q. [60] D'accord, c'est une démarche...

17 M. CHARLES-ÉRIC TREMBLAY : ??

18 R. C'est une démarche, effectivement.

19 Q. [61] ... pour tenter d'avoir le... un petit peu
20 tous les tenants et aboutissants de la
21 problématique qui est soulevée. Je prends bonne
22 note de vos commentaires ainsi que les commentaires
23 de votre procureur. Je vous remercie.

24 (9 h 58)

25 R. Oui. La norme...

1 Q. [62] TPL-003, là, je m'excuse.

2 R. Les normes TPL sont approuvées aux États-Unis.

3 Q. [63] Elles sont toutes approuvées?

4 R. Je ne peux pas dire toutes.

5 M. MICHAËL GODBOUT :

6 R. Mais je vais prendre TPL 001 à 004 ont été
7 approuvées dans ces versions qui sont référées ici.

8 Q. [64] Oui.

9 R. Elles ne sont pas en vigueur actuellement, elles
10 ont été remplacées par la TPL-001-4.

11 Q. [65] Ah O.K. Alors, la TPL-003 a été adoptée
12 mais... a été approuvée mais non mise en vigueur
13 puis ça va être remplacé éventuellement par la...

14 R. Elle a été mise en vigueur et elle est actuellement
15 remplacée.

16 Q. [66] Elle est actuellement remplacée par la TPL-
17 001-4?

18 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

19 R. Oui, qui concilie les quatre TPL.

20 Q. [67] Qui concilie l'ensemble des normes TPL, c'est
21 ça?

22 R. Oui.

23 Q. [68] Bon. La norme, cette norme-là, TPL-003, n'a
24 jamais été adoptée ici par la Régie?

25

1 M. MICHAËL GODBOUT :

2 R. C'est exact.

3 Q. [69] Alors, si elle n'a jamais été adoptée au
4 Québec, il n'y a pas de normes en français, là, il
5 n'y pas de textes français correspondant à la TPL-
6 003, au Québec, auquel on fait référence dans la
7 FAQ, là?

8 R. La norme TPL-003 a été déposée pour adoption dans
9 le dossier 3699.

10 Q. [70] O.K.

11 R. Donc par conséquent, il y a des textes qui existent
12 en français.

13 Q. [71] O.K. Puis c'est la version originale,
14 j'imagine? Est-ce qu'il y avait une version ou
15 c'était la...?

16 R. Bien dans ce cas-ci, le renvoi n'a pas de version
17 dans la TPL-003. Je crois que c'est la... bien,
18 dans notre présentation, on disait : « TPL-003-1 ».
19 Il faudrait que je confirme la chose mais je crois
20 que c'est les... je crois qu'il y avait eu... je ne
21 sais pas c'est quelle version qui a été demandée en
22 adoption, il faudrait confirmer.

23 Q. [72] Est-ce que vous vouliez confirmer ou vous
24 pouvez confirmer? Non, je viens de juste prendre
25 votre dernier propos, là.

- 1 R. Oui. Bien, on peut confirmer. Voulez-vous une
2 confirmation tout de suite? On peut le faire.
- 3 Q. [73] Confirmer qu'effectivement, que la norme TPL-
4 003 a été déposée dans le cadre du 3699.
- 5 R. Ça je le confirme.
- 6 Q. [74] O.K.
- 7 R. Oui. Alors là, la question c'est, la TPL-003-1
8 qu'on a fait référence dans notre présentation, si
9 c'est cette version-là ou une autre, mais il y a
10 une version, ici il n'y pas de version dans le
11 renvoi, il y a une version de la TPL-003 qui a été
12 déposée dans 3699.
- 13 Q. [75] O.K.
- 14 R. Ça, je le confirme.
- 15 Q. [76] O.K. Par ailleurs, Monsieur Turcotte, quant
16 aux MOD-029 et 008 qui portent sur l'établissement
17 de l'ATC, on indiquait... vous avez indiqué, dans
18 votre témoignage, qu'après discussion avec le
19 Transporteur, le Transporteur veillerait à faire
20 modifier l'appendice C des Tarif et Conditions pour
21 qu'il y ait concordance avec les normes en causes,
22 c'est ce que vous avez dit hier?
- 23 M. NICOLAS TURCOTTE :
- 24 R. Oui. En fait, discussion, je vais spécifier,
25 discussion avec, notamment, entre... un échange de

1 conversations entre les procureurs d'ELL aussi et
2 que le Coordonnateur vérifie auprès du
3 Transporteur, effectivement, puis c'est ce qu'on
4 nous a confirmé.

5 Q. [77] O.K. Quel serait l'impact, à ce moment-là?
6 Parce que là, on ne peut pas savoir exactement,
7 j'imagine, je n'ai pas posé la question au
8 Transporteur, là, on va nécessairement devoir
9 repousser l'entrée en vigueur de la norme, de ces
10 deux normes-là? Jusqu'à ce qu'il y ait conformité,
11 concordance entre...? Puis quel serait l'impact
12 dans une telle éventualité si on devait repousser
13 la mise en vigueur de la norme pour des fins
14 d'obtention par le Transporteur d'un appendice C
15 qui corresponde...?

16 R. Les représentations que vous avons eues du
17 Transporteur sont à l'effet qu'il n'y a pas
18 d'impact de l'adoption de la norme. Maintenant,
19 comme je l'ai dit, après consultation entre les
20 procureurs du Coordonnateur, procureurs du
21 Transporteur et procureurs d'ELL, il a été convenu,
22 effectivement, qu'il serait peut-être souhaitable,
23 au Québec, que pour le prochain dépôt tarifaire, il
24 y ait un arrimage. Donc, la date d'entrée en
25 vigueur de ces MOD, de ces normes MOD là puisse

1 être arrimée, la date d'entrée en vigueur puisse
2 être arrimée avec la date d'entrée en vigueur du
3 tarif. Puis le Coordonnateur s'attend,
4 effectivement, que ce soit fait en deux mille dix-
5 huit (2018), là.

6 Q. [78] Oui.

7 (10 h 04)

8 R. ... pour grosso modo...

9 Q. [79] Au début de l'année deux mille dix-huit
10 (2018).

11 R. Les attentes légitimes du Coordonnateur, c'est que
12 dans le prochain tarifaire il y ait effectivement
13 un arrimage qui soit fait. Mais soit dit en
14 passant, je réitère les représentations que nous a
15 faites le Transporteur sont à l'effet qu'il n'y a
16 pas d'impact. C'est ce que nous avons... comme je
17 vous dis, c'est un contrat commercial, nous, nous
18 croyons que la norme telle que telle, elle est
19 bonne.

20 Q. [80] Merci. Je vous réfère maintenant à la PRC-002-
21 2 portant sur les surveillances des perturbations
22 et production de données. Ça comporte une
23 disposition particulière, cette norme-là, à
24 l'Annexe Québec à l'effet que ça s'applique
25 seulement aux installations du réseau, transport

1 principal?

2 M. MICHAËL GODBOUT :

3 R. Effectivement.

4 Q. [81] O.K. Compte tenu de cette disposition
5 particulière à l'annexe relative au RTP, est-ce
6 qu'il est possible que... Je vais me reprendre.
7 J'avais... J'ai la question sous un angle un peu
8 différent. À l'Annexe Québec il y a une disposition
9 particulière concernant l'annexe 1 à la disposition
10 particulière pour l'étape 1 où on indique que
11 lorsque le propriétaire des installations transport
12 dresse la liste complète des jeux de barres du RTP
13 qu'il possède, il peut à sa discrétion ajouter un
14 ou des jeux de barres non-RTP qu'il possède à sa
15 liste aux fins de l'application de cette norme en
16 autant que chaque jeu de barres non-RTP soit
17 connecté à au moins un élément du RTP décrit à
18 l'exigence 3.2.1. O.K.?

19 M. NICOLAS TURCOTTE :

20 R. Oui.

21 Q. [82] C'est dans ce contexte-là. Alors, compte tenu
22 de cette disposition particulière, il est possible
23 qu'une entité visée soit amenée à positionner des
24 enregistreurs uniquement sur des barres RTP?

25 R. Non-RTP, vous voulez dire?

1 Q. [83] Non-RTP, excusez-moi.

2 R. Si et seulement si elles sont équivalentes à ces
3 barres, si ces barres ont un courant de court-
4 circuit équivalent à une barre RTP. Donc, c'est une
5 sorte d'allégement qui était suggéré par l'entité
6 RTA et le Coordonnateur, pour des raisons
7 d'allégement et des raisons peut-être d'enregistrer
8 les défauts là où il est important de le faire, je
9 vais le dire comme ça, a pris d'emblée cette
10 suggestion de RTA et a essayé de la codifier dans
11 l'Annexe. C'est ce qu'on y retrouve ici,
12 effectivement. Donc, pour répondre à votre
13 question, c'est oui.

14 Q. [84] Alors, dans ce contexte-là, est-ce que
15 l'objectif visé par la norme est réellement atteint
16 quand vous accordez cette discrétion?

17 R. C'est une question difficile à répondre, parce
18 qu'en fait, l'objectif bien sûr c'est d'enregistrer
19 des perturbations, des défauts sur les barres
20 nécessitant de le faire, je vais dire ça comme ça
21 et, bon, si la question sous-jacente c'est : est-ce
22 qu'il existe d'autres barres qui sont non-RTP qui
23 ont des défauts supérieurs à des barres RTP? Là, à
24 ce moment-là, un cas de figure que je viens
25 d'exposer, chez certaines entités, probablement que

1 le cas... oui, c'est le cas.

2 (10 h 08)

3 Oui, en fait, effectivement on me rappelle que
4 l'intention de la norme c'est de mettre des
5 enregistreurs de défaut lorsque c'est essentiel à
6 la fiabilité. Maintenant, comme je dis, c'est... ça
7 respecte l'esprit de la norme, sauf que ce que ça
8 met en exergue, ce que ça met en lumière c'est
9 qu'il y a peut-être des barres avec des courants,
10 des courts-circuits supérieurs qui sont situés hors
11 RTP pour une entité. C'est ce que ça met en
12 exergue, effectivement.

13 Q. [85] O.K. Mais maintenant, compte tenu de la
14 discrétion qui a été accordée à l'entité, est-ce
15 qu'il ne serait pas souhaitable de modifier les
16 étapes puis faire... l'étape 8 traite de la
17 discrétion de l'entité, alors la faire passer à
18 l'étape 1, cette étape-là?

19 R. Votre sugges... bien votre suggestion, votre
20 affirmation est à l'effet qu'on devrait modifier
21 l'étape 8 et l'étape 1? Inverser l'étape 8 et
22 l'étape 1? Est-ce que j'ai bien compris?

23 Q. [86] Non, c'est pas... c'est pas ça. C'est plutôt
24 de mettre la disposition particulière que vous avez
25 à l'étape 1, suivant le texte de la norme, de la

1 placer à l'étape 8.

2 R. Ah!

3 Q. [87] Si vous n'êtes pas capable de me donner une
4 réponse, vous pourrez étudier la question puis nous
5 soumettre votre...

6 R. Je vais laisser monsieur Godbout répondre parce
7 qu'il a une meilleure connaissance des étapes que
8 moi.

9 M. MICHAËL GODBOUT :

10 R. Alors on a considéré cette option-là pour faire la
11 disposition particulière et la raison qu'on l'a
12 fait de cette façon-là, c'est qu'on croyait que
13 c'était plus simple à comprendre. Ou peut-être que
14 vous ne croyez pas la même chose, mais d'entrée de
15 jeu, l'annexe 1, je prends pour acquis que vous la
16 connaissez puisque vous nous posez des questions
17 spécifiques là-dessus. C'est à peu près neuf étapes
18 pour faire à peu près quatre étapes de travail, là.
19 C'est une structure assez complexe. Il y a
20 différentes options où intervenir avec une
21 disposition particulière.

22 La façon qu'on... la raison qu'on a choisie
23 comme ça, c'est que... ce qu'on dit... en accordant
24 la discrétion à l'étape 1 puis en permettant à
25 l'entité de rajouter des barres comme il le

1 souhaite, « right », tu peux ajouter des barres, tu
2 peux ajouter toute barre que tu veux, mais
3 ultimement... En effectuant la procédure on
4 s'assure que, entre autres la barre la plus
5 importante appartenant à cette entité-là est
6 sélectionnée. Ça, c'est l'étape 6. Pour plusieurs
7 entités au Québec, c'est la seule qui va
8 s'appliquer, l'étape 6, parce qu'ils n'auront pas
9 suffisamment de barres RTP pour avoir à désigner
10 plus qu'un endroit.

11 Pour les entités qui sont plus importantes
12 ou advenant qu'une entité du Québec devienne plus
13 importante, dans l'étape 8 il y a un niveau de
14 discrétion, mais l'étape 8 ne serait pas atteinte
15 pour des entités plus petites parce que c'est
16 l'étape 6 qui prime... réduire à la supérieure
17 et... ta-ta-ta... à l'étape 7 : « Si la liste
18 compte entre 1 et 11 barres », si... je vous réfère
19 à l'étape 7, deuxième paragraphe :

20 Si la liste compte entre 1 et 11 jeux
21 de barres désignés pour la saisie de
22 données SCED, le jeu de barres dont la
23 puissance de court-circuit triphasé
24 est déterminé à l'étape 3 est le plus
25 élevée.

1 Par exemple, pour le cas de RTA, c'est à cette
2 étape qu'il va primer. Donc l'étape 8 ne serait pas
3 atteinte, il n'y aurait pas de niveau
4 discrétionnaire.

5 Par conséquent, pour résumer, l'annexe 1
6 fait un... il y a un processus sur des barres. Nous
7 permettons à une entité de rajouter des barres dans
8 ce processus-là, mais ce processus-là assure que
9 seules les barres les plus importantes vont
10 ressortir de cette sélection-là. Alors le fait
11 que... tu pourrais rajouter plein de barres sans
12 importance, elles ne seront pas sélectionnées. Et
13 pour rendre la chose plus... en superficie absurde,
14 on a dit que c'est des barres, qu'ultimement la
15 barre doit être aussi importante ou plus importante
16 que la... que les barres actuelles.

17 (10 h 14)

18 Q. [88] Je vais passer à un autre sujet. On a discuté
19 un petit peu hier des centrales non raccordées ou
20 des centrales raccordées au RTP. Je constate, à
21 l'annexe C du registre, qu'il y a une colonne qui
22 porte le nom « Raccordées au RTP » et les centrales
23 qui sont énumérées sont, oui ou non, raccordées au
24 RTP. Il n'y a pas de mention de « raccordées
25 directement au RTP » ou indirectement, alors c'est

1 autour de ça.

2 J'imagine, il y a des normes, par exemple,
3 comme la PRC-006 qu'on travaillait hier, sur
4 laquelle on procède à l'examen des normes... C'est
5 une des normes qui fait l'objet de l'examen. On
6 traite de raccordement direct au RTP. Alors, il y a
7 peut-être d'autres normes où c'est raccordé,
8 purement raccordé au RTP sans préciser si c'est
9 directement ou indirectement. Alors, j'essaie de
10 circonscrire un petit peu la définition du « non
11 raccordée » au RTP.

12 Pour vous donner une piste un peu, les
13 centrales... l'Île-de-la-Madeleine par exemple, la
14 centrale de l'Île-de-la-Madeleine n'est pas
15 raccordée au RTP. Je suis d'accord. Ça prendrait un
16 passage...

17 M. NICOLAS TURCOTTE :

18 R. Je suis tout à fait d'accord avec vous.

19 Q. [89] Vous êtes d'accord. Bon. Par ailleurs, il y a
20 d'autres... il y a d'autres installations de
21 production qui ne sont pas raccordées au RTP,
22 notamment par exemple les centrales de RTA qui est
23 ici, elles ne sont pas raccordées au RTP. Et ce,
24 pour quelles raisons qu'elles ne sont pas... on
25 considère qu'elles ne sont pas raccordées au RTP?

1 Suivant la colonne ici, là, on dit « Raccordées au
2 RTP » et j'y vais... Je vous proposerais une
3 proposition de réponse. Est-ce que c'est parce que
4 c'est un lien non-RTP?

5 (10 h 16)

6 M. MICHAËL GOUBOUT :

7 R. Dans votre exemple, par exemple, Îles-de-la-
8 Madeleine, ce serait un exemple d'une centrale qui
9 n'est pas raccordée mais aussi qui n'est pas
10 synchronisée. Alors, la distinction à la colonne
11 quand on dit « raccordée à l'intention du
12 Coordonnateur » c'est raccordé par un lien RTP,
13 donc une centrale qui se raccorde à un lien RTP.

14 Q. [90] Directement?

15 R. Oui. Alors, la notion de directement, on en a
16 entendu parler beaucoup hier, mais c'était dans les
17 normes d'origine. Et dans les annexes, ça se peut
18 qu'on l'ait fait. Il y a beaucoup de normes. Mais
19 normalement ce qu'on essaie de faire, c'est de
20 reproduire la caractéristique identifiée au
21 registre. C'est le but. Alors, normalement, par
22 exemple, dans la PRC-025, dans l'annexe, on dit :

23 Des installations de production qui ne
24 seront pas raccordées au RTP sont
25 exemptées.

1 C'est parce qu'ils n'ont pas un lien RTP pour les
2 raccorder. Donc, pour nous, c'est implicite que
3 c'était directement raccordé. Donc, c'est pour ça
4 qu'on a répondu comme on l'a fait hier. Si dans
5 certaines annexes on a fait « directement
6 raccordée », dans des versions ultérieures, on va
7 corriger le tir.

8 Q. [91] Parfait.

9 M. NICOLAS TURCOTTE :

10 R. En fait j'essaie de comprendre aussi la question si
11 ce n'est pas une suggestion de rajouter au registre
12 « directement raccordée ».

13 Q. [92] Bien, c'est ce que je posais comme question.
14 C'est ça, je l'ai apporté. Si on changeait la
15 colonne où c'est indiqué présentement « raccordées
16 au RTP » « raccordées directement au RTP », est-ce
17 que... C'est ce que je vous propose...

18 R. Je comprends.

19 Q. [93] ... comme piste. C'est une piste, là.

20 R. Je comprends. Mais il n'en demeure pas moins que la
21 caractéristique principale de la centrale, c'est
22 qu'elle est RTP, parce qu'elle est synchrone avec
23 le réseau. Donc, elle participe à plusieurs
24 critères de fiabilité qu'on a mentionnés dans un
25 autre dossier R-3952. Ces centrales-là demeurent

1 RTP. Elles sont connectées au RTP. Le lien qui les
2 unit au RTP n'est peut-être pas lui-même RTP parce
3 que, comme on a exprimé dans le dossier 3952,
4 chaque élément a fait un peu l'objet d'une analyse
5 selon des critères de fiabilité. La centrale répond
6 aux critères de fiabilité. Elle est RTP. Elle est
7 connectée, elle est raccordée. Mais là, la notion
8 du lien lui-même, effectivement, le lien ne peut...

9 Q. [94] Bien, c'est parce que...

10 R. ... peut ne pas être classifié.

11 Q. [95] J'essaie de voir ce qui est à la base de
12 votre... de l'objectif visé par la colonne. On dit
13 « raccordées au RTP ». On prend l'exemple de RTA.
14 Ce sont des centrales qui sont synchronisées avec
15 le réseau, qui sont des centrales RTP, mais le lien
16 ne l'est pas. Pourquoi faire une distinction ici
17 dans la colonne entre ce qui est... Par exemple, le
18 cas de figure de Îles-de-la-Madeleine n'est
19 définitivement pas raccordé au réseau. Mais pour
20 les autres, pourquoi est-ce qu'on fait une... Quel
21 est l'objectif visé par la distinction? Il y a
22 d'autres normes qui s'appliquent?

23 M. MICHAËL GODBOUT :

24 R. En principe, pour reprendre, le but de... le
25 registre des entités contient des spécifications

1 nécessaires pour l'application des normes. Donc,
2 typiquement, c'est soit dans la norme d'origine ou
3 dans l'annexe. On a une caractéristique. Alors, ça
4 peut être « raccordé au RTP », ça peut être
5 « Bulk ». Et on identifie les éléments de Bulk.
6 Alors, là, il y a certaines normes qui identifient
7 qu'il ne s'applique pas ou qu'il s'applique juste à
8 des éléments qui sont raccordés au RTP. Par exemple
9 la PRC-025-1. Il y en a peut-être une couple
10 d'autres.

11 Cette distinction existe, elle est
12 nécessaire pour l'application des normes. Donc, on
13 en a besoin dans le registre. La notion du libellé,
14 bien, nous, le libellé, on peut le changer. Mais,
15 là, après ça, il faut qu'on change les normes,
16 parce que quand on l'a mis dans le registre, c'est
17 un peu ce qu'on disait hier, c'est autodéfinissant.
18 Ça se définit soi-même. On a une liste
19 d'installations. Puis on dit « raccordées à RTP ».
20 On aurait pu mettre « X » comme... Puis, là, tu dis
21 oui. Puis dans la norme, tu dis, tout ce qui est X
22 est visé. Ça se définit en soi. On peut améliorer
23 le libellé. Mais après ça, il faut qu'on le change
24 partout pour qu'on puisse faire le lien entre la
25 caractéristique dans la norme et/ou son annexe et

1 dans le registre.

2 (10 h 21)

3 Pour la notion de... revenir à votre
4 question, les Îles-de-la-Madeleine n'est pas...
5 n'est pas au registre. Toutes les installations qui
6 sont au registre sont synchrones au réseau. Et
7 cette caractéristique-là, de non raccordées, est
8 présente au registre parce qu'elle est utilisée
9 dans les annexes au Québec. Elle n'a pas... on a eu
10 une question là-dessus dans un autre dossier. Le
11 registre n'est pas là pour dire comment gros une
12 entité est ou plein de détails d'entités. C'est là
13 pour préciser des caractéristiques nécessaires, à
14 la suite de débats, à l'application des normes ou
15 annexes.

16 M. NICOLAS TURCOTTE :

17 R. Juste pour spécifier. Pour les Îles-de-la-
18 Madeleine, c'est un réseau autonome. C'est comme
19 la... Blanc-Sablon, bon, des endroits comme ça.

20 Q. [96] Oui, effectivement, je comprends, le propos
21 que vous tenez c'est que « raccordées au RTP »
22 étaient les termes utilisés dans les normes, alors
23 vous l'avez reproduit dans le registre, comme ça
24 constituait une caractéristique. Bon.

25

1 M. MICHAËL GODBOUT :

2 R. Exact.

3 Q. [97] Et, si on a fait une distinction entre oui ou
4 non, ici, il y avait une raison fondamentale
5 également. Est-ce qu'il y a beaucoup de normes qui
6 sont impliquées, qui ont trait à la caractéristique
7 de « raccordées au RTP », c'est ça que j'essaie
8 de... je pense que vous l'avez soulevé tout à
9 l'heure...

10 M. NICOLAS TURCOTTE :

11 R. C'est ça, c'est ce qu'on a soulevé, effectivement,
12 PRC-025-1, la section A, 3.3, section 3.3,
13 l'exemption elle-même. Il y a une notion de
14 « raccordées au RTP ». Donc, la caractéristique du
15 registre est ainsi, trouve application dans cette
16 norme-là.

17 Q. [98] Est-ce que vous pourriez, juste sommairement,
18 tenter de revoir, quand on aura terminé ici, je
19 soupçonne que vous ne serez pas libérés tant qu'on
20 n'aura pas entendu le Transporteur, d'essayer de
21 voir la portée de cette colonne-là, de « raccordées
22 au RTP », combien de normes sont affectées?

23 R. Vous voulez la liste des normes où on y retrouve la
24 mention...

25 Q. [99] C'est ça, qui justifie...

1 R. ... « raccordées au RTP » est utilisée?

2 Q. [100] Qui justifie la distinction entre non ou oui,
3 raccordé.

4 R. Pas de problème, on peut prendre l'engagement... je
5 pourrais le libeller ainsi. De vous dresser la
6 liste...

7 Q. [101] C'est la liste des installations...

8 R. Non, des normes.

9 Q. [102] Des normes. La liste des normes qui font
10 référence à la caractéristique « raccordées au
11 RTP » reproduite à l'Annexe C ici, des
12 installations.

13

14 E-4 (HQCMÉ) : Liste des normes faisant
15 référence à la caractéristique
16 « raccordées au RTP » reproduite
17 à l'Annexe C des installations
18 (Demandé par la Régie)

19

20 Q. [103] J'avais juste un tableau. Par curiosité
21 également, parce qu'on avait fait beaucoup de
22 « directement raccordées au RTP », on faisait
23 allusion à ce qu'était la situation aux États-Unis
24 puis ça avait trait à la production dispersée.
25 C'est là que le... cette notion-là était importante

1 parce que ça ne visait pas les éoliennes ou les
2 installations solaires. Est-ce que j'ai compris que
3 c'est ce que vous avez indiqué hier?

4 M. MICHAËL GODBOUT :

5 R. On a un engagement là-dessus, de préciser la nature
6 de la dépendance dans la norme d'origine à la NERC.

7 Q. [104] O.K. C'est parce que j'avais une page,
8 j'étais sur les installations de RTA puis je
9 notais, par exemple, que la Seigneurie de Beaupré,
10 qui sont des installations de production éolienne,
11 oui, elles sont raccordées au RTP, il y en a
12 d'autres qui ne le sont pas. Alors, quelle est la
13 distinction, la raison d'être de...

14 R. Il faut quand même comprendre que là, hier, on a
15 rentré dans un grand débat, on a pris des
16 engagements pour situer un contexte d'application à
17 la NERC qui, dans ma mémoire, datait d'il y a huit
18 mois, là, quand on a fait la séance de travail.
19 Nous, le Coordonnateur, on dit que le champ
20 d'application qu'on a proposé pour la norme au
21 Québec, dans l'annexe, est bon. La notion de
22 dispenser ou ne pas dispenser, telle qu'ils l'ont
23 mise en place aux États-Unis, c'est une question
24 plus méthodologique. Ça a trait à un autre dossier
25 de comment les installations sont visées au Québec.

1 Nous, on a le RTP et le RTP fait cette job-là,
2 de... d'établir le champ d'application de la norme.
3 Donc, puisqu'on a le RTP, la notion de disperser ou
4 non ne joue pas et, par conséquent, une éolienne
5 qui a une capacité suffisante, donc qui est RTP,
6 directement raccordée, a certaines obligations sous
7 la norme actuelle. Par contre, je sais qu'il y a
8 quand même... il y a eu discussion sur cette norme-
9 là pour l'application de la MOD-025-2 dans un cas
10 comme celui-là, qui est raccordé. Ça, il faudrait
11 que j'y pense, là, pour...

12 (10 h 26)

13 Q. [105] Peut-être un élément... le lien qui raccorde,
14 est-ce qu'il y a un lien quelconque qui a...

15 R. Oui, effectivement.

16 Q. [106] ... la capacité...

17 R. Il y a un lien. La...

18 Q. [107] Vous êtes en train de lire le...

19 M. NICOLAS TURCOTTE :

20 R. Excusez-moi, je prenais l'opportunité de ne pas
21 répondre pour consulter le GEN-S-500,
22 effectivement, mais vous mentionniez la Seigneurie
23 de Beaupré?

24 Q. [108] Oui.

25 R. Bien, elle me semble raccordée directement.

- 1 Q. [109] C'est raccordé directement?
- 2 R. Directement au RTP, oui.
- 3 Q. [110] Et quelle est la capacité du lien? Est-ce
- 4 qu'il y a un...?
- 5 R. Je n'en ai aucune idée.
- 6 Q. [111] O.K.
- 7 R. Je suis désolé. Je suis désolé, je ne l'ai pas...
- 8 je n'ai pas le registre sous les yeux, c'est pour
- 9 ça.
- 10 M. MICHAËL GODBOUT :
- 11 R. Si vous avez le registre sous les yeux, ça doit
- 12 être la capacité du parc.
- 13 Q. [112] Ah, je pensais qu'il pouvait y avoir une
- 14 indication...
- 15 M. NICOLAS TURCOTTE :
- 16 R. La ligne elle-même, c'est la... en fait, je peux
- 17 vous donner le numéro de la ligne, là, mais je ne
- 18 pense pas que ce soit très utile.
- 19 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :
- 20 R. Est-ce que la question c'est la capacité en termes
- 21 de mégawatts qui transitent sur cette ligne-là?
- 22 Q. [113] Oui.
- 23 R. C'est la question? Pour le parc Seigneurie de
- 24 Beaupré ou on parle...
- 25 Q. [114] Bien, pour le parc, c'est parce qu'il y a

- 1 d'autres liens en Gaspésie, c'est des non-liens...
2 j'essayais juste de voir la raison pour laquelle...
3 c'est parce que c'était un connecteur ou c'était le
4 lien ou...? Qu'est-ce qui faisait que c'était...?
5 R. On parle du parc éolien ou du lien auquel il est
6 raccordé?
7 Q. [115] Oui. C'est ça.
8 R. C'est quoi? Est-ce que la question c'est le parc
9 lui-même ou le lien 315kV qui lui est raccordé?
10 Q. [116] Bien c'est ça, c'est... je... c'est parce que
11 je comprends qu'il y a certaines installations
12 éoliennes où il y a un connecteur puis c'est le
13 parc lui-même qui est connecté directement. Et il y
14 en a d'autres où c'est une configuration
15 différente...
16 R. Non.
17 Q. [117] ... ou ils ne sont pas raccordés directement
18 au RTP...
19 R. Non. Chaque parc éolien a un point de raccordement
20 au réseau de transport qui peut être 120kV, deux
21 cent trente (230), trois cent quinze (315). Mais de
22 façon générale, les parcs éoliens ont un design
23 similaire, ils ont tous un point de raccordement au
24 réseau HQ. Dans le cas de Seigneurie de Beaupré,
25 c'est un réseau à 315kV...

1 Q. [118] Bon, c'est ça.

2 R. ... qui est considéré comme un élément RTP.

3 Q. [119] C'est ça.

4 R. Non pas à cause du parc éolien...

5 Q. [120] Non, non, à cause du...

6 R. ... à cause du critère.

7 Q. [121] ... non, c'est ça la question que je vous
8 posais. Alors, je vous remercie bien, Monsieur, ça
9 va être tout.

10 R. Merci.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Merci, Maître Rondeau. Ça va compléter les
13 questions pour la Régie, je n'aurai pas de
14 questions. Je ne vous libérerai pas tout de suite
15 parce qu'après le Transporteur, il se pourrait que
16 la Régie ait peut-être d'autres questions, alors,
17 on va attendre le témoignage du Transporteur. Mais
18 je vous suggérerais peut-être une petite pause de
19 cinq, dix minutes avant qu'on enchaîne avec maître
20 Fréchette et le Transporteur. Maître Tremblay, vous
21 vouliez ajouter quelque chose?

22 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

23 Oui, c'est ça, là, suite aux discussions d'hier
24 concernant la justification de l'inclusion au RTP,
25 des centrales qui ne sont pas liées directement au

1 RTP, on a eu une discussion hier concernant le
2 champ d'application et j'ai annoncé que je voulais
3 déposer des notes sténographiques. Alors, étant
4 donné que ce sujet-là est extrêmement important
5 pour le Coordonnateur parce que les normes dont on
6 a parlé, notamment MOD-025, PRC-006, là, ce sont
7 des normes très importantes pour la fiabilité et
8 pour le Coordonnateur, vous l'avez déjà entendu,
9 l'inclusion des centrales qui n'ont pas un lien RTP
10 est très importante pour ces normes-là
11 spécifiquement. Alors notre compréhension était que
12 ce n'était pas à l'étude, donc, dans ce dossier-ci
13 d'évaluer si des centrales RTP pouvaient être
14 exclues de l'application d'une norme, là. Mais
15 si... moi je... on ne peut pas prendre de chance
16 sur ça parce que c'est un enjeu trop important pour
17 la fiabilité.

18 Alors ce que je veux faire, c'est déposer
19 des extraits des notes sténographiques du dossier
20 3952 qui sont quelques pages. C'est le témoignage
21 de monsieur Sylvain Bastien, là, j'avais mentionné
22 que j'inclurais les contre-interrogatoires de mon
23 confrère, maître Grenier. Toutefois, là, ça fait
24 soixante-quinze (75) pages, alors je ne les ai pas
25 déposées, mais s'il veut compléter, ça ne me

1 déranger pas. Mais ce que je vous demanderais donc,
2 c'est de recevoir cet extrait de témoignage là. Je
3 l'ai souligné en jaune dans le document et si la
4 Régie décide d'examiner, malgré que c'est ce
5 qu'on... c'est... notre opinion, c'est qu'on ne
6 devrait pas le faire, mais si jamais la Régie, à
7 l'instar... à l'instigation d'une intervenante
8 décide d'examiner cette question-là, bien, au moins
9 vous aurez entre les mains le témoignage pertinent
10 sur ça. Alors, je voudrais donc déposer ces
11 extraits de notes sténographiques, il n'y a pas de
12 passages...

13 (10 h 31)

14 LA PRÉSIDENTE :

15 C'était ma prochaine question, oui.

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 Confidentiels, là, concernant des installations
18 spécifiquement de RTA là-dessus. C'est vraiment les
19 explications qu'avait données monsieur Bastien.
20 Alors, je les ai relues hier, là, et je ne crois
21 pas qu'il y ait quoi que ce soit de confidentiel.
22 Cela dit, j'en ai des copies, si quelqu'un y voyait
23 un élément confidentiel, bien, on pourrait ne pas
24 le déposer au SDÉ immédiatement, là, puis attendre
25 à la journée de demain.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Oui. Bien, probablement que je prendrais votre
3 dernier conseil, là, peut-être que les gens
4 pourront le regarder et s'il n'y a pas de
5 confidentialité, la Régie accepterait d'accepter le
6 dépôt.

7 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

8 C'est bien. Alors, pendant la pause, je remettrai
9 des copies à mon confrère et à la Régie, et tout le
10 monde pourra en prendre connaissance et se faire sa
11 propre opinion.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Maître Grenier, vous voulez ajouter quelque chose?

14 Me PIERRE D. GRENIER :

15 Si on est pour déposer la preuve principale, il
16 faut également considérer déposer le contre-
17 interrogatoire, il faut également envisager de
18 déposer la preuve de RTA qui traite de ça. Je veux
19 dire, on est en train de déposer la preuve du
20 dossier 3952, là, dans le 3944, c'est ce qu'on est
21 en train de faire et déposer un petit bout de
22 doigt, bien, c'est le bras qu'il faut déposer, pour
23 faire une métaphore. Je dois vous avouer que j'ai
24 un peu... Je vais réfléchir durant la pause, là,
25 mais ça me pose des problèmes de vouloir déposer un

1 petit bout de preuve alors que le dossier 3952 est
2 beaucoup plus large que le petit bout de preuve que
3 le Transporteur est venu faire devant vous et dans
4 un contexte où ce dossier-là était confidentiel.
5 Donc je vais en parler avec ma cliente à la pause,
6 puis je vous reviendrai avec mes commentaires au
7 début de la séance.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Dans ce cas-là, nous prendrons une pause de quinze
10 (15) minutes pour permettre à toutes les parties de
11 pouvoir en discuter. Moi, j'ai dix heures trente-
12 cinq (10 h 35), alors c'est la bonne heure, là, à
13 moins dix (10 h 50) nous revenons.

14 Me PIERRE D. GRENIER :

15 Merci.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Merci.

18 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

19 REPRISE DE L'AUDIENCE

20 (10 h 55)

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Alors, Maître Tremblay, je vous écoute.

23 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

24 Oui. Bien, en fait, après diverses discussions, une
25 alternative peut-être plus intéressante ou

1 procéduralement moins controversée pour certains
2 serait de... à ce moment-là, de faire entendre un
3 ou deux témoins, là, sur ce point-là. Alors, on est
4 à faire les vérifications pour savoir quand les
5 témoins pourraient être disponibles. Pour
6 l'instant, ce serait demain matin à l'ouverture,
7 mais ce n'est pas confirmé. Je pense qu'un des
8 témoins est à l'extérieur, mais on est à confirmer
9 ça.

10 Alors, ce que je vais donc tout simplement,
11 à ce moment-là, demander à la Régie, c'est qu'on
12 présente cette preuve-là cet après-midi ou demain
13 matin ou, en tout cas, à un moment qu'on sera
14 capable de trouver, là, sur le sujet de
15 l'importance donc des centrales à RTP et raccordées
16 au RTP par un lien qui n'est pas RTP. Alors, je
17 serai en mesure de vous donner une confirmation de
18 la disponibilité de ces témoins-là aussitôt que
19 possible, là. Les appels sont en train de se faire.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Donc, si je comprends bien, les notes sténo ne
22 seront pas déposées et...

23 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

24 Bien, c'est ça.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 ... vous allez remplacer ça par le témoin...

3 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

4 Tout à fait.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 ... qui va venir dire probablement la même chose
7 que...

8 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

9 Bien, je pense qu'il n'y aura pas de grande
10 surprise, mais à ce moment-là, effectivement, je
11 pense que c'est même supérieur pour tout le monde,
12 même pour la Régie qui pourra, si elle le souhaite
13 aussi, poser des questions, les personnes seront
14 là. Alors, voilà!

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Je pense que c'est une bonne façon aussi parce que
17 ça susciterait beaucoup d'inconfort de la part de RTA
18 et de la Régie également. Maître Grenier, vous
19 vouliez ajouter quelque chose?

20 Me PIERRE D. GRENIER :

21 Bien, je remercie de la... je remercie de la
22 proposition qui est faite par le procureur du
23 Coordonnateur parce que j'allais vous dire qu'on
24 allait contester cette façon de procéder. Donc, je
25 comprends qu'on ne déposera pas les notes

1 sténographiques, enfin l'extrait qui a été remis ce
2 matin et puis on va attendre la suite des choses
3 avec maître Tremblay pour faire cette preuve-là
4 s'il le juge opportun dans le contexte de la
5 présente... du présent dossier.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Tout à fait.

8 Me PIERRE D. GRENIER :

9 Alors, je n'ai pas d'autres commentaires. Je ne
10 vous présenterai pas mes arguments sur cette
11 partie-là parce que je comprends qu'on n'insistera
12 pas pour le faire. Merci.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Parfait.

15 Me PIERRE D. GRENIER :

16 Oui.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Alors, merci. Alors, nous allons poursuivre avec le
19 Transporteur, Maître Fréchette.

20 PREUVE DE HQT

21 Me YVES FRÉCHETTE :

22 Alors, oui. Bonjour, Madame la Régisseuse. Bonjour
23 aux gens de la Régie. Bien sûr, bonjour à mes
24 confrères ici à l'arrière. Alors, Yves Fréchette
25 pour le Transporteur.

1 En écho à votre missive du neuf (9) mars
2 qui nous était transmise et à laquelle il y avait
3 des questions qui étaient spécifiques, évidemment
4 on a répondu le quinze (15) mars. Vous avez, dans
5 la présence du panel du Transporteur, alors,
6 rapidement, bien sûr, vous avez monsieur Loïselle
7 au bout, monsieur Dusseault et, voyons, monsieur
8 Langlois. Je suis-tu dans la lune, des fois, j'en
9 perds des bouts. Je me trompe entre les noms de mes
10 enfants, vous me pardonneriez, parfois.

11 Alors, je vous ai déjà déposé les CV qui
12 étaient manquants, soit celui de monsieur Dusseault
13 et de monsieur Loïselle, également, la présentation
14 qui sera faite qui est un reflet, ni plus ni moins,
15 des questions qui étaient intégrées dans la lettre
16 du neuf (9) mars. Alors, on a pris d'emblée les
17 questions puis on va les adresser directement.
18 Alors, c'étaient les éléments que je voulais vous
19 mentionner.

20 Tout le monde a eu des copies, là, de ce
21 que je vous ai transmis. Ça fait que peut-être
22 procéder à l'assermentation. Je crois que
23 monsieur... il y en a seulement...

24 LA PRÉSIDENTE :

25 Monsieur Langlois...

1 Me YVES FRÉCHETTE :

2 ... monsieur Langlois est déjà assermenté, toujours
3 sous le même serment.

4 LA GREFFIÈRE :

5 Est-ce que vous souhaitez produire tout de suite
6 les documents ou...

7 Me YVES FRÉCHETTE :

8 Oui, je vais le faire. Bien...

9 LA GREFFIÈRE :

10 ... juste le faire au fur et à mesure?

11 Me YVES FRÉCHETTE :

12 Oui, je vais le faire. Je vais le faire tout de
13 suite après, si vous permettez.

14 LA GREFFIÈRE :

15 Parfait.

16

17 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-deuxième

18 (22e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

19

20 ÉRIC LOISELLE, ingénieur orientation des
21 automatismes, direction planification et expertise

22 technique, ayant une place d'affaires au 2,

23 Complexe Desjardins, Montréal (Québec);

24

25 MARC DUSSEAULT, ingénieur chef orientation du

1 réseau principal, ayant une place d'affaires au 2,
2 Complexe Desjardins, Montréal (Québec);

3

4 CHARLES-ÉRIC LANGLOIS, sous la même affirmation
5 solennelle;

6

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

9

(11 h 00)

10 INTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE :

11 Q. [122] Alors, voilà, peut-être pour débiter, là,
12 rapidement avec l'adoption de la présentation.
13 Alors, je vais y aller avec vous, monsieur
14 Dusseault. Monsieur Dusseault, il y a une
15 présentation qui a été déposée et dont notre
16 charmante collègue va nous donner la cote A quelque
17 chose, là, je vous laisse...

18 LA GREFFIÈRE :

19 A-0076.

20 Me YVES FRÉCHETTE :

21 C'est bien.

22

23 A-0076 : Présentation de Hydro-Québec
24 TransÉnergie

25

1 Q. [123] Alors, la présentation que vous avez
2 préparée. Donc, cette présentation, Monsieur
3 Dusseault, elle a été préparée sous votre contrôle
4 et vous allez l'adopter comme étant votre
5 témoignage?

6 M. MARC DUSSEAULT :

7 R. Absolument.

8 Q. [124] C'est bien. Alors, les rubriques qui seront
9 celles qui vont être couvertes, pour votre
10 information, les rubriques qui sont couvertes, il y
11 a quatre questions spécifiques qui sont adressées à
12 la Régie et ce sont les sections 3 et 4 qui seront
13 répondues par monsieur Dusseault.

14 Maintenant, à vous, Monsieur Loisel.elle.
15 Alors, la présentation que nous avons ici et qui
16 est projetée à l'écran a été préparée sous votre
17 contrôle et vous l'adoptez comme étant votre
18 témoignage dans cette audience?

19 M. ÉRIC LOISELLE :

20 R. Je l'affirme.

21 Q. [125] C'est bien. Alors, en ce qui concerne
22 maintenant monsieur Loisel.elle, son apport concernera
23 la rubrique 2 de cette présentation-là. Alors,
24 c'est la question sur laquelle il a les
25 informations pour pouvoir répondre aux

1 interrogations de la Régie.

2 Alors, Monsieur Langlois, la
3 présentation... à vous maintenant, la présentation
4 a été faite sous votre... en partie, sous votre
5 responsabilité et vous l'adoptez comme étant votre
6 témoignage?

7 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

8 R. Oui, je l'adopte.

9 Q. [126] C'est bien. Alors, dans le cas de monsieur
10 Langlois, c'est la rubrique 1 de la présentation,
11 donc le dernier sera le premier. Alors, c'est lui
12 qui débutera pas la présentation. Mais, peut-être
13 avant d'aller dans ces formalités-là, peut-être
14 rapidement vous introduire, Monsieur Dusseault et
15 Monsieur Loïselle.

16 Peut-être, Monsieur Dusseault, on a votre
17 curriculum vitae qui a été déposé ici sous la
18 cote...

19 LA GREFFIÈRE :

20 Ce sera le A-0077.

21 Me YVES FRÉCHETTE :

22 ... A-0077.

23

24 A-0077 : Curriculum vitae de M. Marc Dusseault

25

1 Donc, peut-être brièvement, Monsieur Dusseault,
2 faire état à la Régie de vos expériences et de
3 votre poste, là, vos fonctions à Hydro-Québec.

4 M. MARC DUSSEAULT :

5 R. Avec grand plaisir. Donc, je suis chef orientation
6 du réseau principal depuis sept ans, je crois. Et
7 la fonction de mon unité est de proposer des
8 orientations d'évolution et de développement pour
9 le réseau de transport principal. C'est également
10 dans mon équipe qu'on s'occupe des critères de
11 conception du réseau et des exigences de
12 raccordement de centrales.

13 J'ai occupé le poste d'ingénieur depuis,
14 mon doux, ça fait vingt-cinq (25) ans déjà. Donc,
15 j'ai eu des rôles, entre autres, pendant plus de
16 dix (10) ans comme ingénieur à études et projets et
17 j'ai eu à m'occuper de certains des enjeux de
18 planification qu'on va discuter aujourd'hui.

19 Q. [127] C'est bien. Maintenant, Monsieur Loïselle, on
20 a déposé votre CV, votre curriculum vitae qui va
21 être sous la cote?

22 LA GREFFIÈRE :

23 A-0078.

24

25 A-0078 : Curriculum vitae de M. Éric Loïselle

1 Me YVES FRÉCHETTE :

2 Q. [128] Alors, peut-être rapidement, Monsieur
3 Loisel, faire état de vos fonctions, de votre
4 formation et expérience.

5 M. ÉRIC LOISEL :

6 R. Oui. Donc, je suis ingénieur contrôle et protection
7 à TransÉnergie depuis treize (13) ans. Je suis en
8 fonction dans une unité qui s'occupe de conception,
9 de design, d'architecture de système de contrôle
10 commandes. Et on est aussi responsable, évidemment,
11 de s'assurer de la conformité aux exigences
12 réglementaires des systèmes d'automatisme. Plus
13 personnellement, je suis le SME pour la PRC-023-3 à
14 Hydro-Québec TransÉnergie. Et je suis... j'ai été
15 observateur sur des normes qui touchent la
16 loadability, donc la capacité de charge des relais
17 de protection PRC-025, PRC-026. Et je suis aussi
18 représentant de TransÉnergie sur... au NPCC pour le
19 TFSP, le « Task Force on System Protection. »

20 Q. [129] C'est bien. Alors, ces formalités étant
21 accomplies, alors la parole serait... à moins que
22 vous ayez des questions ou quoi que ce soit, des
23 observations, la parole serait au panel, monsieur
24 Langlois pour débiter la présentation qui est
25 projetée à l'écran.

1 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

2 R. Merci. Alors, le sujet que je vais aborder va peut-
3 être sembler un peu redondant avec les discussions
4 des derniers jours, mais je vais tenter de le
5 présenter dans un angle un peu différent qui,
6 j'espère, complétera les discussions qui ont eu
7 lieu.

8 Le sujet qui a été demandé par la Régie est
9 que le Transporteur fournisse des explications au
10 niveau des exigences de la norme TPL et de leurs
11 impacts sur la détermination de la limite de
12 transit dans les normes FAC-010 et FAC-011.

13 Alors, de mon point de vue, il n'y avait
14 pas de question spécifique en tant que telle.
15 Alors, j'ai tenté de dresser un portrait de la
16 vision que j'avais de l'enjeu et c'est ce qui va
17 suivre dans cette présentation.

18 (11 h 05)

19 Alors, les contingences appliquées pour la
20 détermination des limites SOL sont dans les normes
21 FAC-010 et FAC-011. Les contingences simples,
22 simple étant un simple événement qui entraîne le
23 déclenchement d'un seul équipement, comme le défaut
24 triphasé qu'on a discuté amplement, sont prévus aux
25 normes TPL-001-4, FAC-010 et FAC-011. Le défaut

1 triphasé est un critère reconnu par l'industrie,
2 incluant Hydro-Québec, comme une contingence à
3 appliquer pour évaluer la robustesse et la
4 performance d'un réseau. Hier, j'ai exprimé plus en
5 détail technique en quoi ça consistait, je vais
6 vous épargner ces détails et vous pourrez me
7 questionner si vous voulez de la clarté là-dessus.

8 Le Transporteur, en tant que fonction de
9 planification, utilise ce critère-là dans son
10 réseau... dans l'ensemble de son réseau Bulk et
11 dans le réseau non-Bulk depuis deux mille cinq
12 (2005) non pas par l'obligation de conformité à des
13 normes, mais par ses propres critères internes.
14 Comme on l'a discuté amplement, l'application d'un
15 défaut triphasé pour déterminer les limites de
16 transit sur un réseau qui n'a pas été planifié avec
17 ce critère-là peut, je dis bien « peut » parce que
18 c'est très variable, entraîner des problématiques
19 de détermination des limites ou des baisses de
20 performance à une limite donnée ou pour rencontrer
21 la performance, nécessiter la baisse des limites de
22 transit.

23 Donc pour les contingences simples que je
24 viens de discuter, la norme TPL-001, à mon sens,
25 n'a pas une portée directe dans les FAC. Il y a un

1 lien qui se fait indirectement entre l'objectif des
2 TPL puis l'objectif des FAC, dans le sens que c'est
3 les mêmes contingences simples, mais il n'y a pas
4 de référence explicite dans la norme... les normes
5 FAC pour les contingences simples, qui fait
6 référence aux TPL. Donc à mon sens il n'y a pas
7 une... il n'y a pas d'impact direct des TPL dans la
8 façon que les FAC doivent être appliqués pour les
9 contingences simples, dont le défaut triphasé.

10 OÙ il y a une portée des TPL qui peut être
11 discutée, c'est au niveau des contingences qu'on
12 qualifie de multiples, dont plusieurs sont
13 présentes dans les TPL pour assurer un niveau de
14 robustesse à des événements plus sévères, pour
15 lesquels il y a un niveau de performance qui est
16 moindre attendu. C'est tout décrit dans la norme
17 TPL.

18 Un exemple de contingence multiple serait
19 la perte simultanée de deux lignes parallèles, par
20 exemple. Ou un défaut... un refus d'opérer d'un
21 disjoncteur qui entraînerait la perte de plusieurs
22 éléments. Dans la norme FAC, fondamentalement, on
23 ne demande pas d'établir les limites avec des
24 contingences multiples. Par contre, dans chacune
25 d'elles, dans les FAC-010 et FAC-011, il y a une

1 exigence qui fait référence aux contingences des
2 normes TPL. On en a parlé un peu ce matin.

3 Dans le cas de la FAC-010, l'exigence 2.6
4 mentionne spécifiquement ou fait référence à la
5 norme TPL-003 qui, à mon sens, est la même
6 référence que... le même concept qui été référé à
7 la norme TPL-001, à savoir que dans un horizon de
8 planification le planificateur doit évaluer la
9 réponse du réseau face à des contingences multiples
10 qui sont spécifiées dans la TPL. Et dans ce cas-ci,
11 le champ d'application des normes FAC-010 et FAC-
12 011 étant le RTP.

13 Par contre, c'est pas demandé... c'est
14 demandé d'établir des limites de transit dans nos
15 horizons de planification, par contre ces limites-
16 là ne se retrouvent pas directement en réseau parce
17 que c'est le planificateur qui a le mandat de les
18 étudier dans un autre horizon. Alors à la question
19 si cette exigence-là a un impact sur les capacités
20 de transport, je répondrais : non. Parce qu'il n'y
21 a pas de norme de la NERC qui exige d'exploiter le
22 réseau avec des limites d'exploitation qui sont
23 faites dans le cadre de la norme FAC-010. Alors peu
24 importe l'impact qui est constaté en appliquant ces
25 contingences-là - je parle bien de la norme FAC-010

1 - ça ne se reflète pas par une exploitation du
2 réseau qui est contraignante.

3 (11 h 10)

4 Dans la norme FAC-011, où on revient dans un
5 horizon d'exploitation, et là vraiment on fait le
6 lien avec l'exploitation temps réel du réseau par
7 les normes TOP IRO, l'exigence 3.3 de la FAC-011
8 demande d'avoir un processus permettant d'établir
9 quelles limites de stabilité correspondent à la
10 liste des contingences multiples fournie par le
11 responsable de la planification conformément à
12 l'exigence E6 de la norme FAC-014.

13 Dans la norme FAC-014, il y a un pont qui
14 se fait avec FAC-010 et 011 pour que le
15 Planificateur ait transmis au Coordonnateur de la
16 fiabilité la liste des contingences qui peuvent
17 engendrer des... multiples qui peuvent engendrer
18 des problèmes de stabilités, ce qui se fait
19 indirectement à l'interne de TransÉnergie par nos
20 processus internes. Et à ce moment-là, le
21 Coordonnateur a le choix d'appliquer ou pas ces
22 contingences multiples-là dans son horizon
23 d'exploitation pour ses limites qui se retrouvent
24 en temps réel.

25 Donc, la morale de l'histoire, c'est qu'on

1 demande d'avoir un processus par le Coordonnateur
2 pour évaluer les contingences des TPL fournies par
3 le Planificateur qui pourraient avoir un impact. Et
4 c'est à lui de décider s'il établit ses SOL en
5 fonction de ces contingences-là.

6 Dans notre cas spécifique, avec le contexte
7 du champ d'application, ce qui est fait, c'est que
8 sur le « Bulk Power System », sur le réseau Bulk,
9 le Planificateur et l'exploitant utilisent les
10 contingences multiples de la TPL pour la conception
11 et la détermination des SOL sur le réseau non-Bulk
12 mais RTP. Le Coordonnateur applique sa méthodologie
13 de la norme FAC-011 qui comprend le défaut triphasé
14 et ne s'oblige pas, ne se contraint pas à appliquer
15 les contingences multiples par son processus,
16 n'utilise pas les contingences multiples des TPL.
17 Ce qui est inhérent au champ d'application TPL sur
18 le Bulk, FAC sur le RTP.

19 En conclusion, l'évaluation des limites sur
20 l'horizon de planification de FAC-010, ça n'a pas
21 d'impact sur les capacités de transport. Et à
22 Hydro-Québec, ces deux normes-là se chevauchent et
23 sont faites dans le cadre des activités de la même
24 unité qui, dans ce cas-ci, est mon équipe SRPI. Ça
25 termine pour moi.

1 M. ÉRIC LOISELLE :

2 R. Donc, on va changer complètement de registre. On va
3 parler maintenant de relais, de système de
4 protection et de la PRC-023, donc qui est une norme
5 qui adresse la capacité de charge de protection.
6 Donc, l'idée de la norme, c'est de s'assurer que
7 les relais de protection ne vont pas déclencher,
8 donc ne vont pas opérer de façon inopinée, entre
9 autres en condition de surcharge. Donc, la norme
10 demande d'évaluer les conditions de surcharge, donc
11 de déterminer les conditions de surcharge maximum.
12 Et à l'exigence 1, la norme énumère treize (13)
13 critères applicables pour déterminer les conditions
14 de surcharge pour lesquelles il faut évaluer les
15 systèmes de protection.

16 Le critère qui est... Ou en fait, le
17 critère pour lequel on a des enjeux, ce sont les
18 critères 10 et 11. En fait, le critère 11 est une
19 extension du critère 10. Et si on regarde en détail
20 le critère 10 de l'exigence 1, on a une première
21 énumération qui fait référence à une
22 caractéristique assignée associée à la plaque
23 signalétique du transformateur avec une marge de
24 cinquante pour cent (50 %) pour la charge maximum à
25 utiliser pour évaluer nos systèmes de protection.

1 Et, ça, c'est une caractéristique qui est connue
2 pour chaque transfo, qui ne pose absolument pas
3 problème.

4 Et la deuxième énumération, en fait le
5 critère nous demande d'utiliser la plus
6 contraignante des deux valeurs qu'on trouve. Et
7 dans la deuxième énumération, on parle d'une
8 caractéristique assignée en situation d'urgence de
9 transformateur qui est établie par l'exploitant. Et
10 aussi on parle d'une marge applicable de quinze
11 pour cent (15 %) sur cette caractéristique assignée
12 en situation d'urgence. Et cette deuxième
13 énumération ne s'applique pas à Hydro-Québec
14 TransÉnergie pour la raison que l'exploitant
15 n'établit pas de caractéristiques assignées en
16 situation d'urgence. Et l'autre point aussi que je
17 veux mentionner, c'est la marge qui est imposée
18 ici, le quinze pour cent (15 %). On va y revenir un
19 petit peu plus loin dans la présentation.

20 (11 h 15)

21 Donc deuxième acétate s'il vous plaît. Donc, la
22 façon dont Hydro-Québec TransÉnergie gère les
23 conditions de surcharge et faire une guide de
24 surcharge qu'on établit. Donc, le guide de
25 surcharge est rédigé, réalisé par un comité

1 d'experts sur lequel... en fait, qui est sous la
2 charge du propriétaire de l'installation. Et, dans
3 ce comité, on a des experts appareillage qui
4 connaissent très bien les transformateurs, qui
5 rédigent des spécifications d'approvisionnement sur
6 les transformateurs, qui vont faire des essais
7 d'homologation sur les transformateurs et c'est eux
8 aussi qui sont responsables de la maintenance des
9 transformateurs. Donc, c'est ceux qui sont les plus
10 à même de déterminer les conditions de surcharge
11 applicables maximum pour un transformateur.

12 Et on a aussi des chercheurs de l'IREQ qui
13 sont impliqués sur ce comité. Entre autres, pour ce
14 qui est de la notion du vieillissement des
15 équipements. Donc, quand on sollicite un
16 transformateur au-delà de sa capacité nominale,
17 bien, il y a des impacts sur le vieillissement, sur
18 l'isolant. Donc, on a des chercheurs à l'Institut
19 de recherche électrique du Québec qui travaillent
20 sur cet aspect-là. Et aussi des experts en
21 protection pour s'assurer de bien protéger, de bien
22 couvrir les conditions pour lesquelles on ne
23 voudrait pas que les transformateurs soient
24 exploités.

25 Et, dans ce comité d'experts, on a la

1 participation aussi de l'exploitant du réseau.
2 Donc, ça c'est important parce que les régimes de
3 charge qui vont être établis, définis, dans le
4 guide de surcharge, bien, c'est d'un commun accord,
5 finalement, entre le propriétaire de l'installation
6 et l'exploitant du réseau.

7 Donc, le guide de surcharge définit trois
8 régimes de charge pour diverses conditions. On a,
9 évidemment, la condition de charge nominale puis on
10 a deux conditions d'urgence qui sont définies : une
11 condition d'urgence courte durée, une condition
12 d'urgence longue durée. Et, de ces régimes de
13 charge, va découler des encadrements
14 d'exploitation, donc c'est la façon dont on va
15 exploiter les transformateurs. Puis aussi des
16 encadrements de protection, c'est la façon dont on
17 va protéger les transformateurs.

18 Donc, par rapport à cette façon de faire
19 là, ce qu'il est important de mentionner c'est
20 qu'en fait, si on veut faire la comparaison avec ce
21 qui est énuméré dans la norme, bien, ce n'est
22 pas... ce n'est pas des caractéristiques assignées
23 en situations d'urgence qui sont établies par
24 l'exploitant mais bien établies par le propriétaire
25 de l'installation.

1 Puis, aussi, une des conditions, en fait, à
2 partir du moment où on a un transformateur qui est
3 en condition d'urgence, bien, ça nécessite la
4 gestion en temps réel de la condition d'urgence.
5 Donc, on a des alarmes, on a du monitoring de la
6 température et donc, les transformateurs, dans ces
7 situations-là, c'est ça, sont gérés en temps réel.
8 Maintenant, si on regarde plus
9 particulièrement les deux situations ou les deux
10 conditions d'urgence qu'on a, courte et longue
11 durée. Ce qu'on peut mentionner aussi c'est que ce
12 qu'on permet c'est l'atteinte... on permet
13 d'exploiter le transformateur jusqu'à l'atteinte
14 d'une température de cent quarante (140) degrés C.
15 La température du point chaud. À cent quarante
16 (140) degrés C, la durée de vie, si on exploite le
17 transformateur à cent quarante (140) degrés C, pour
18 un transformateur avec un échauffement spécifié
19 soixante-cinq (65) degrés C, on a une durée de vie
20 estimée d'à peu près deux ans. Donc, c'est... au-
21 delà du cent quarante (140), il est convenu qu'on
22 ne peut pas aller au-delà de ça. Donc, on va
23 équiper nos transformateurs de protection thermique
24 et on déclenche dès qu'on atteint le fameux cent
25 quarante (140) degrés C.

1 Donc, la situation d'urgence courte durée,
2 dans le fond, c'est, si on veut, une boîte à outils
3 qu'on donne à l'exploitant pour lui dire : « Bien,
4 voici, tu peux exploiter ton transformateur au
5 maximum de ses capacités jusqu'à l'atteinte de ce
6 fameux cent quarante (140) degrés C. » Donc, on
7 fournit des courbes... le guide de surcharge
8 fournit des courbes à l'exploitant pour considérer
9 la charge pour les contingences, températures
10 extérieure, la durée aussi de la surcharge. Et,
11 dans ce contexte-là, c'est important de le
12 mentionner, la protection, les seuils de
13 déclenchement... au niveau de la protection
14 électrique, par exemple, une protection de
15 surintensité, bien, ils sont connus de
16 l'exploitant. Ils vont être utilisés comme un
17 intrant, au même titre que la durée, la température
18 extérieure et la charge pour les contingences.

19 (11 h 20)

20 Donc, si on est dans une logique différente de la
21 norme où plutôt que d'avoir une limite d'urgence
22 qui est fournie par l'exploitant et que le
23 propriétaire de l'installation électrique doit...
24 doit rencontrer, bien, là c'est le contraire, c'est
25 qu'on donne à l'exploitant : voici, tu peux te

1 rendre jusqu'à ce facteur de surcharge, mais si tu
2 dépasses ce seuil-là, tu as une protection qui va
3 opérer. Donc, l'exploitant doit gérer son
4 transformateur au cas le cas et il connaît les
5 protections sur chacun de ses transformateurs et il
6 va se rendre, finalement, au maximum de la
7 capacité.

8 Maintenant, la deuxième situation, c'est
9 la... la deuxième condition, c'est la condition
10 d'urgence longue durée. Dans ce régime, à ce
11 moment-là, on assure que la protection ne va pas
12 opérer et l'exploitant a un facteur de charge
13 maximum pour se rendre, pour, finalement, avoir un
14 quatre heures d'exploitation dans cette condition-
15 là avant d'atteindre le cent quarante degrés C
16 (140 °C). Donc, ça va être des caractéristiques
17 assignées maximums pour, finalement, durer quatre
18 heures avant d'avoir le cent quarante (140). Et
19 nous, ce qu'on veut mentionner aussi, c'est que
20 dans ce régime-là, la marge, finalement, entre le
21 seuil de déclenchement de la protection et le
22 seuil... le facteur de charge maximum qu'on permet
23 à l'exploitant, bien elle n'est pas... elle n'est
24 pas quinze pour cent (15 %) comme la norme l'exige,
25 elle est plus basse. En fait, le coussin qu'on se

1 donne, elle est plus faible parce que, justement,
2 on gère nos transformateurs en temps réel et les
3 transformateurs sont supervisés. Donc, c'est
4 spécifiquement cette énumération 2 là qui fait
5 l'objet de la disposition particulière.

6 Et pour parler un petit peu de
7 l'historique, là, de la disposition particulière,
8 au début, la volonté, c'était d'associer,
9 finalement, la situation d'urgence longue durée
10 avec l'énumération 2 de la norme, la condition...
11 la caractéristique assignée en condition d'urgence
12 par l'exploitant. On voulait que ces deux choses-là
13 soient égales. Et pour que ça soit... pour que ça
14 fonctionne, bien, il fallait abaisser la marge de
15 sécurité, d'où le fameux cent cinq pour cent
16 (105 %) initial qu'on avait demandé plutôt que cent
17 quinze (115). Mais après analyse, on a reconsidéré
18 la chose et on a choisi plutôt d'ajouter une
19 exigence supplémentaire, un critère supplémentaire
20 pour couvrir spécifiquement ce cas-là où on a gardé
21 la disposition initiale de la norme du cent quinze
22 pour cent (115 %) avec la caractéristique assignée
23 définie par l'exploitant, si elle existait. Ou si
24 elle n'existe pas, bien là, on vient dire, on va
25 s'assurer que la protection, finalement, respecte

1 les conditions d'urgence longue durée avec les
2 facteurs de charge qu'on définit dans ce cas-là.

3 Et juste un autre petit dernier point sur
4 la disposition particulière, on parle bien de
5 condition d'urgence dans le critère qui a été
6 ajouté plutôt que de situation d'urgence et on
7 parle de facteur de charge plutôt que de
8 caractéristique assignée pour refléter le
9 vocabulaire qu'on emploie à Hydro-Québec
10 TransÉnergie et qu'on retrouve dans le guide de
11 surcharge. Et puis ça permet... à mon avis, c'est
12 une bonne chose parce que ça permet de bien
13 distinguer la caractéristique assignée en situation
14 d'urgence définie par l'exploitant tel que décrit
15 dans la norme, versus le critère supplémentaire
16 qu'on ajoute pour la condition d'urgence. Ça clos
17 mon exposé.

18 M. MARC DUSSEAULT :

19 R. Donc, bonjour. Mon nom est Marc Dusseault. Je vais
20 vous parler un peu de la courbe de surtension en
21 annexe 1 de la norme PRC-024. J'ai deux pages qui
22 font un peu un survol et une troisième page qui va
23 parler un petit peu plus d'un aspect spécifique de
24 la courbe.

25 Donc, les exigences relatives à la tension

1 ont été établies par des experts à TransÉnergie
2 depuis déjà plusieurs années, ont fait l'objet, en
3 fait, de révisions au cours des ans de nature très,
4 très complexe où on implique à la fois des experts
5 en appareillage, des experts dans différents
6 domaines à TransÉnergie. Et ces courbes-là sont
7 dictées par les caractéristiques particulières du
8 réseau de transport.

9 Lorsqu'on compare le réseau de TransÉnergie
10 de l'interconnexion au Québec aux réseaux... aux
11 interconnexions adjacentes, on constate
12 immédiatement que les caractéristiques ne sont pas
13 les mêmes.

14 (11 h 25)

15 Au Québec, on a un réseau avec de la production
16 éloignée, avec un niveau de tension très élevé qui
17 comporte beaucoup moins de lignes, est beaucoup
18 moins maillé. Donc, les conséquences de ces
19 caractéristiques-là occasionnent, sur les
20 performances des équipements, des impacts. C'est
21 donc justifié pour le Transporteur d'exiger pour
22 les centrales qui sont raccordées à son réseau des
23 caractéristiques plus sévères, donc des durées de
24 maintien en service des groupes plus longues et des
25 niveaux de tension qui sont généralement plus

1 contraignants que pour les autres interconnexions.

2 Les phénomènes de surtension dans les
3 réseaux non-Bulk ont une étendue plus limitée que
4 les phénomènes qui touchent le comportement de la
5 fréquence. La fréquence de soixante hertz (60 Hz)
6 est vue de tous les endroits qui sont synchronisés
7 en réseau alors que les surtensions sont plus
8 localisées.

9 Pour cette raison, le Transporteur est
10 disposé à offrir une certaine flexibilité vis-à-vis
11 les exigences en surtension, de manière à assurer
12 une continuité par rapport à la situation actuelle.
13 Cependant, et ce, à TransÉnergie, on l'affirme
14 depuis des années que c'est très souhaitable que
15 l'ensemble des centrales du réseau soient
16 assujetties à ces paramètres-là. Par ailleurs, les
17 exigences de raccordement du Transporteur font
18 effet un peu de ça, les exigences s'appliquent à
19 toutes les centrales raccordées, qui ont un
20 mégawatts (1 MW) et plus.

21 On m'a fait part d'une question par rapport
22 à la courbe elle-même, spécifiquement sur la
23 première portion qui peut-être, où on pourrait
24 l'interpréter comme une tenue infinie en tension.
25 L'interprétation à faire dans ce cas-là ça touche

1 les phénomènes de surtension qui sont très élevés,
2 qui sont en haut de 1,4 p.u. et d'une durée très
3 courte, donc de moins de deux cycles. On parle de
4 perturbations comme des chocs de foudre ou des
5 surtensions lors de la manoeuvre de nos
6 équipements.

7 Il n'y a pas de systèmes de protection qui
8 peuvent protéger les, qui peuvent agir assez
9 rapidement pour nécessité un réglage. La protection
10 à ces phénomènes-là doit être inhérente au réseau,
11 doit être une protection mécanique par des
12 parafoudres. Donc on a un choc de foudre et c'est
13 la protection des équipements même qui agit.
14 Cependant, lorsque l'événement est passé on
15 souhaite que les centrales restent en service à
16 l'intérieur des paramètres indiqués. Donc
17 l'objectif de fournir un réglage, il n'y a pas de
18 réglage possible dans cette plage-là parce que le
19 système ne pourrait pas agir assez rapidement. Et
20 lorsqu'ils sont assez rapides pour agir, on
21 souhaite qu'ils restent à l'intérieur des plages
22 prescrites. Ça fait un peu le tour de ce sujet. Ça
23 va me faire plaisir de répondre aux questions par
24 la suite, évidemment.

25 Le dernier point, c'est concernant la

1 cohérence entre les normes MOD-001-8 et 29 et
2 l'appendice C des Tarifs et conditions. Je souhaite
3 mentionner que le Transporteur, comme ça été
4 mentionné précédemment je crois, modifiera au
5 besoin l'appendice C des Tarifs et conditions dès
6 que possible, aussitôt que la Régie aura rendu sa
7 décision. Mais suivant ma compréhension, après
8 avoir discuté avec mes collègues, se sont des
9 modifications très mineures qui ne devraient pas
10 avoir un grand impact. J'ai terminé.

11 Me YVES FRÉCHETTE :

12 Alors voilà, je pense que ça complète, Monsieur
13 Dusseault, Messieurs, alors je pense que ça
14 complète la présentation qui était en écho aux
15 questions que vous nous aviez transmises dans votre
16 lettre du neuf (9) mars. Alors les témoins sont
17 disponibles pour contre-interrogatoire.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Merci Maître Fréchette. Alors, Maître Dubé, est-ce
20 que vous avez des questions pour ELL?

21 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me NICOLAS DUBÉ :

22 Q. [130] Alors, bonjour, Nicolas Dubé pour ELL.

23 Questions de précisions, ça s'adresse je crois à
24 monsieur Dusseault.

25 À la présentation, quand on lit au point

1 4 : « Cohérence entre les normes MOD et l'appendice
2 C », dès que possible j'ai entendu le coordonnateur
3 témoigner tantôt à l'effet que ses attentes étaient
4 que cela soit fait en deux mille dix-huit (2018).
5 Donc, est-ce qu'il est de ma compréhension que le
6 Transporteur, s'il y a des modifications qui
7 doivent être faites à l'appendice C, il est présent
8 dans le cadre du dossier tarifaire deux mille dix-
9 huit (2018)?

10 M. MARC DUSSEAULT :

11 R. Ma compréhension est que comme les modifications
12 sont mineures, je ne crois pas que le Transporteur
13 voit une urgence à agir très rapidement.

14 (11 h 30)

15 Je crois que c'est la raison pour laquelle on a
16 souhaité indiquer que dès que possible, et non
17 immédiatement après, je... Encore une fois, selon
18 ma compréhension, les... les modifications à faire
19 auraient peu d'impacts, même voir aucun impact,
20 donc, en principe, il y aurait possiblement pas de
21 modification. Encore une fois, c'est ma
22 compréhension. Donc, c'est également ma
23 compréhension qu'on ne souhaite pas identifier ça
24 clairement comme une modification obligatoire
25 immédiate, mais d'agir avec diligence lorsque la

1 norme sera... les normes seront approuvées.

2 Q. [131] Donc si, advenant le cas où vous en venez à
3 la conclusion qu'il n'y a pas de modification à
4 faire à l'appendice C, est-ce que vous allez
5 informer la Régie d'une manière quelconque, par
6 exemple dans le cadre du dossier tarifaire 2018?
7 Comment les intervenants à la prochaine tarifaire
8 vont savoir que le transporteur, si vous me
9 permettez l'expression, a fait ses devoirs en
10 vérifiant la cohérence et peu confirmer à la Régie
11 qu'il n'y a pas de modifications ou qu'il y a des
12 modifications à faire à l'appendice C?

13 R. C'est une excellente question. J'oserais espérer
14 que le transporteur va informer la Régie des
15 conclusions, puis s'il n'y a pas de modifications,
16 va tenir la Régie au courant. Mais je vais vous
17 avouer que comment ça va faire exactement...

18 Q. [132] Parfait. Bon, je n'ai plus de questions.
19 Merci.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Merci, Maître Dubé. Maître Grenier pour RTA?

22 Me PIERRE D. GRENIER :

23 Madame la Régisseur, si vous permettez de nous
24 donner cinq minutes de pause pour regarder avec
25 monsieur Fortin la présentation qui a été faite,

1 voir si on a des demandes de précisions à formuler
2 au panel de HQT, et puis je vais vous revenir
3 aussitôt. Merci.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 O.K. Vous avez besoin de cinq minutes? O.K. Et puis
6 vous avez annoncé quarante-cinq minutes, est-ce que
7 ça va toujours être à peu près de cet ordre-là?

8 Me PIERRE D. GRENIER :

9 Non.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Non?

12 Me PIERRE D. GRENIER :

13 Non.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 O.K.

16 Me PIERRE D. GRENIER :

17 J'avais quelques questions avant la présentation,
18 donc je devrais... dépendamment des questions que
19 j'aurai sur la présentation, je ne devrais pas
20 excéder probablement dix à quinze minutes.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Parfait. Non, c'est juste pour...

23 Me PIERRE D. GRENIER :

24 Oui, tout à fait.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 ... vérifier avec l'horaire que j'ai actuellement.

3 Alors, nous allons prendre cinq minutes de pause.

4 De retour à - je ne vois pas très bien, là, mais à
5 quarante; onze heures quarante (11 h 40).

6 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

7 REPRISE DE L'AUDIENCE

8 (11 h 44)

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Maître Grenier, c'est à vous.

11 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE D. GRENIER :

12 Q. [133] Bonjour messieurs, madame. J'ai entre les
13 mains l'organigramme, la pièce B-106. J'aimerais,
14 Monsieur Dusseault, que vous me situiez sur
15 l'organigramme. Peut-être, Maître Tremblay...

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 Oui.

18 M. MARC DUSSEAULT :

19 R. C'est écrit trop petit, je vais avoir besoin de mes
20 lunettes. Alors, vous voyez sous Marc Boucher, il y
21 a l'unité de Marc-André Rousseau; sous Marc-André,
22 il y a l'unité de Jean-Pierre Giroux, la direction
23 Planification. Mon unité se situe dans l'unité de
24 monsieur Stéphane Talbot, qui est la Planification
25 et Stratégies du réseau principal.

1 Q. [134] Merci, Monsieur Dusseault. Et, Monsieur
2 Loisel, est-ce que vous pouvez faire la même
3 chose?

4 M. ÉRIC LOISELLE :

5 R. Donc, toujours sous Marc Boucher, sous Marc-André
6 Rousseau, directeur principal Planif, Expertise, et
7 dans mon cas, ça va être sous Maxime Lajoie,
8 directeur Expertise et soutien technique, sous...
9 ce serait sous Lise Bouchard, chef... Non. Excusez-
10 moi! C'est un organigramme très à jour. Oui, ce
11 serait sous Martine Charbonneau, chef Expertise et
12 soutien automatismes.

13 Q. [135] Mes questions au départ vont porter sur les
14 normes TPL, FAC-010, FAC-011 qu'on a discuté dans
15 votre présentation. Si je comprends bien de votre
16 témoignage, pour ce qui est du réseau Bulk, HQT
17 utilise la norme TPL, c'est exact?

18 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

19 R. C'est exact.

20 Q. [136] Pour ce qui est du réseau non-Bulk, HQT
21 applique la FAC-010 et la FAC-011, c'est exact?

22 R. Je spécifierais que, sur le réseau non-Bulk, HQT
23 applique les FAC-010 et 011 seulement pour les
24 parties qui sont RTP.

25 Q. [137] O.K. Et donc on comprend quand je mentionne

1 le mot « appliquer » les normes FAC, on parle de
2 défaut triphasé et des contingences multiples?

3 R. Les normes FAC obligent que l'établissement des
4 limites qui tiennent compte du défaut triphasé pour
5 la capacité de transport en exploitation. Mais dans
6 ma présentation ce que j'ai expliqué, c'est qu'il y
7 a des mentions des contingences multiples, mais il
8 n'est pas obligatoire de les utiliser pour
9 déterminer les capacités de transport dans un
10 horizon d'exploitation.

11 (11 h 50)

12 Q. [138] Et sur cette base-là, Monsieur Langlois, je
13 comprends également que HQT applique ces normes
14 FAC-010 et FAC-011 dans la planification, pour des
15 fins d'horizon en planification. C'est la partie
16 qui est un peu compliquée à expliquer. En fait,
17 c'est que les FAC-010 et 011, quand on les regarde,
18 ont à peu près le même libellé, à quelques
19 exceptions près. Une s'applique au Planificateur et
20 l'autre s'applique au Coordonnateur de la
21 fiabilité.

22 C'est reconnu dans l'industrie qu'il y a
23 une certaine redondance inutile entre ces deux
24 normes là. Je peux en témoigner en ayant été
25 « observer » sur le « drafting team ». Il y a même

1 une possibilité, je dis bien, une possibilité, que
2 la FAC-010 soit retirée dans un horizon plus ou
3 moins lointain, dans le cadre de la révision de ces
4 normes-là parce qu'il y a une reconnaissance que ça
5 n'a pas son lieu d'être. Comme je l'ai dit, c'est
6 les limites qui sont établies dans l'horizon de la
7 FAC-010 ne sont jamais utilisées directement par
8 l'exploitant alors que celles de la FAC-011, il y a
9 d'autres normes qui obligent l'utilisation des
10 limites qui ont été établies selon cette norme-là
11 dans un horizon d'exploitation.

12 Alors, dans le cas de TransÉnergie, je ne
13 peux pas témoigner pour l'ensemble des réseaux en
14 Amérique du Nord, mais dans le cadre de la
15 structure et de la façon de fonctionner de
16 TransÉnergie, mon unité, stratégie du réseau
17 principale, se situe dans la direction
18 Planification, donc a un certain de planificateur.
19 L'équipe de monsieur Dusseault se situe à proximité
20 en termes géographique et les... on a un certain
21 rôle à jouer dans la planification du réseau. On
22 n'investit pas par des projets mais on a un certain
23 rôle à jouer, entre autres au niveau des réglages
24 des automatismes de réseau pour le plan de défense.
25 Et on a une certaine boucle qui se fait entre nos

1 études et celles de Planification.

2 Donc, pour résumer le tout, c'est notre
3 équipe. SRPI, qui fait l'ensemble des études
4 nécessaires pour répondre aux objectifs des FAC-010
5 et 011. Alors, pour la conformité à ces normes-là,
6 c'est mon équipe qui s'en occupe même si la FAC-010
7 mentionne la planification du réseau et la FAC-011
8 mentionne l'exploitation du réseau, on joue... le
9 rôle est vu comme conjoint dans l'esprit de
10 répondre à ces deux normes là.

11 Q. [139] Juste pour les fins de bien comprendre
12 également la portée de votre témoignage, est-ce que
13 je dois comprendre que, malgré qu'il y a une
14 planification qui est faite en vertu de la FAC-010,
15 qu'il n'y a pas d'impact sur les limites SOL au
16 niveau de l'exploitation?

17 R. Je vais... c'est exact mais je vais le reformuler
18 autrement pour être certain que c'est bien clair.
19 Dans l'esprit de ce qu'on fait, nous, on utilise
20 des réseaux d'études de différentes années. Donc,
21 on regarde... on étudie les limites de transit dans
22 différentes configurations de réseaux sur un
23 horizon qui peut aller de très court terme à un
24 petit peu plus long terme. Par exemple, on peut
25 regarder un réseau de deux mille dix-huit - deux

1 mille dix-neuf (2018-2019) dans lequel il y a des
2 projets futurs qui vont être intégrés et faire une
3 évaluation des limites de transit, dans ce réseau-
4 là, malgré le fait que les équipements ne sont pas
5 encore en service. Alors, à ce moment-là, on
6 pourrait qualifier ça comme un horizon de
7 planification. On est deux, trois ans d'avance, il
8 y a une nouvelle ligne de transport qui s'en vient,
9 on évalue les SOL, on a une idée des SOL qui vont
10 être en exploitation dans le futur mais ils ne sont
11 jamais utilisés directement par le Coordonnateur de
12 la fiabilité parce que le réseau d'étude est trop
13 éloigné dans le temps.

14 Par contre, les gens qui font ces mêmes
15 évaluations là font aussi les études pour le plus
16 court terme et transmettent des limites
17 d'exploitation dans l'esprit de la FAC-011 au
18 Coordonnateur de la fiabilité pour utilisation en
19 réseau.

20 Q. [140] Est-ce que je dois comprendre, actuellement,
21 que les limites SOL ne sont pas appliquées pour ce
22 qui est des réseaux non-Bulk?

23 R. C'est inexact parce que la FAC-011 s'applique tout
24 de même pour les réseaux non-Bulk, dans le contexte
25 du réseau RTP. Alors, les limites des FAC-011

1 ont... leur champ d'application touche le Bulk et
2 le RTP, non-Bulk, dans l'horizon d'exploitation.
3 Alors, les limites de transit, aujourd'hui, doivent
4 être déterminées selon la méthodologie de la
5 FAC-011 dans l'horizon d'exploitation pour tout le
6 réseau RTP.

7 Q. [141] Est-ce que... dans les faits, est-ce qu'on
8 applique ces limites-là aux installations non-Bulk
9 d'HQT?

10 (11 h 55)

11 R. Oui.

12 Q. [142] Au niveau des limites de transit?

13 R. Oui. On applique les limites de transit qui sont
14 déterminées par cette méthodologie-là.

15 Q. [143] Donc, pour bien, encore une fois, comprendre,
16 les critères qui vont être utilisés en exploitation
17 pour... qui vont être déterminés pour les fins de
18 décider des limites SOL vont dépendre des études de
19 planification que vous faites en vertu de la FAQ-
20 10? Et là, je parle toujours des installations non
21 Bulk, donc RTP. Donc, vous allez faire ces études,
22 vous allez recommander au Coordonnateur ces limites
23 de transit basées sur vos études et c'est au
24 Coordonnateur d'appliquer ces limites de transit
25 aux entités visées, ou d'en informer les entités

1 visées des limites de transit?

2 R. Pour être bien clair, quand, dans mon équipe, on
3 établit des limites de transit pour le
4 Coordonnateur, on se trouve à jouer la fonction de
5 coordonnateur pour ce volet-là. La méthodologie
6 FAQ-11, dont il est question dans la norme, doit
7 être préparée par le Coordonnateur, alors le
8 Coordonnateur, en quelque sorte, nous mandate pour
9 le faire, mon unité. Alors, pour le réseau non
10 Bulk, le Coordonnateur n'a d'autre choix que
11 d'appliquer les limites que nous lui avons
12 transmises. Au point de vue logistique, à
13 l'interne, on parle d'unités d'affaires
14 différentes, mais c'est tout le rôle de
15 coordonnateur qui est là. C'est mon équipe qui
16 transmet les limites de transit qui ont été
17 étudiées dans le cadre la FAQ-11 avec les
18 contingences qui sont requises dans le cadre de la
19 FAQ-11, qui sont les mêmes que celles qui sont dans
20 la FAQ-10, mais le Coordonnateur n'est pas
21 intéressé à avoir les limites, ou n'a pas besoin
22 d'avoir les limites qui sont à la FAQ-10 en tant
23 que telles.

24 Q. [144] Donc, commentaire de monsieur Fortin, là,
25 c'est, dans la FAQ-11, c'est au Coordonnateur de

1 décider, dans sa méthodologie, d'utiliser les
2 défauts triphasés ou les contingences multiples?

3 R. C'est exact. Le Coordonnateur doit se donner une
4 méthodologie qui a une certaine latitude dans cette
5 méthodologie au niveau du niveau de performance, au
6 niveau des contingences, la FAQ-11 en fait état.
7 Par contre, la FAQ-11 donne une barre minimum à ne
8 pas franchir. Donc, le défaut triphasé en fait
9 partie. Donc, le Coordonnateur ne pourrait pas
10 dire, par exemple, « Le défaut triphasé, on n'a
11 même pas besoin de le regarder » parce que la FAQ-
12 11 demande que la méthodologie contienne au minimum
13 le défaut triphasé.

14 Q. [145] Donc, tout cet aspect de la méthodologie
15 demeure discrétionnaire au Coordonnateur, c'est le
16 Coordonnateur qui prend lui-même la décision
17 d'appliquer ou non, notamment les contingences
18 multiples?

19 R. Le Coordonnateur dans... je vais reformuler pour
20 être bien clair. La méthodologie qui est établie
21 par le Coordonnateur, il y a certains aspects pour
22 lesquels il y a une latitude. Le Coordonnateur peut
23 utiliser ses bonnes pratiques puis la norme ne lui
24 oblige pas une pratique précise, mais demande de le
25 documenter. Dans ce cas-ci, dans ce cas-ci, un

1 exemple de ça, ça serait l'utilisation des
2 automatismes. La norme FAQ-11 ne précise pas quand,
3 ou pour quelle raison, ou pour quel niveau de
4 robustesse on a le droit d'utiliser des
5 automatismes. Par contre, elle précise de le
6 documenter, donc d'avoir... et il y a une clause,
7 une exigence, qu'on pourrait valider laquelle
8 exactement, qui demande l'utilisation d'un
9 automate, il faut le préciser dans la
10 méthodologie, pour quelle contingence, dans quelle
11 condition de réseau c'est permis. Mais il n'y a
12 rien... c'est à la discrétion du Coordonnateur,
13 après ça, de l'utiliser cette... dans sa
14 méthodologie, cette façon de faire là. Par contre,
15 pour les contingences, c'est un minimum. Le
16 Coordonnateur ne peut pas descendre en bas du
17 défaut triphasé, par exemple. Mais il pourrait
18 mettre plus de contingences dans sa méthodologie et
19 l'imposer aux entités.

20 (12 h)

21 Un exemple, nous avons dans notre méthodologie
22 l'obligation d'avoir utilisé un défaut de
23 disjoncteur sur le réseau Bulk, pas sur le réseau
24 non-Bulk, ce n'est pas demandé dans la FAC, mais
25 Hydro-Québec dans sa méthodologie à titre de

1 Coordonnateur l'a mis comme contingence dans le
2 respect des normes NPCC. C'est au-delà de ce qui
3 est demandé dans la FAC et le domaine de
4 juridiction de champ d'application est précisé dans
5 la méthodologie. Au Bulk on applique les défauts de
6 disjoncteurs, au non-Bulk on applique seulement les
7 contingences simples, minimum de la FAC, qui sont
8 le défaut triphasé et d'autres moins
9 problématiques.

10 Q. [146] J'aurais quelques questions sur la PRC-0024.
11 Je pense que c'est monsieur Dusseault qui va être
12 la personne qui en a parlé tout à l'heure. Bon,
13 Monsieur Dusseault, vous avez parlé, c'est la
14 diapositive numéro 10 dans votre présentation.
15 Peut-être qu'on pourrait y retourner. Oui.

16 Vous indiquez dans, votre idée c'est de
17 dire que lorsqu'une surtension de plus de 1,4 p.u.
18 d'une durée maximale de trente-trois (33)
19 millisecondes, il n'y a pas de système mécanique
20 pour intervenir pour corriger et pour tenir compte
21 de cet impact-là. C'est ça?

22 M. MARC DUSSEAULT :

23 R. On fait surtout référence au système de protection.
24 Par exemple, comme on spécifie ici, où on
25 détecterait la surtension et on ferait ouvrir un

1 disjoncteur. Donc, c'est cette rapidité d'ouvrir le
2 disjoncteur que je mentionnais que les systèmes ne
3 sont pas assez rapides pour le faire en bas du
4 temps précisé.

5 Q. [147] Mais dans un événement où, comme celui au-
6 delà de 1,4 p.u., où on détecte une surtension sur
7 le système. Est-ce que vous êtes d'accord avec moi
8 que ça va enclencher une succession d'événements?
9 Ce ne sera pas en temps immédiat, mais il va y
10 avoir une succession d'événements qui vont se
11 produire et que cette détection-là va faire en
12 sorte d'ordonner et de compléter le déclenchement
13 des systèmes de protection.

14 R. Suivant ma compréhension, par exemple, lorsqu'il
15 arrive un événement sur le réseau on a une mesure
16 qui peut être prise très rapidement, mais cependant
17 le signal d'envoyer aux disjoncteurs de l'ouverture
18 ne doit pas être renvoyé à l'intérieur de ce délai-
19 là et par la suite ne doit seulement être renvoyé,
20 donc on doit seulement avoir ouverture lorsque la
21 tension se situe à l'intérieur des plages
22 prescrites.

23 Q. [148] Donc, il est possible qu'une fois détecté,
24 qu'on ne puisse pas arrêter le processus de
25 déclenchement?

1 R. Une des raisons que nos experts m'ont informées
2 c'est justement, c'est plutôt un signal de
3 dimensionnement des parafoudres d'un Producteur qui
4 sont en cause, parce que le Producteur, comme il ne
5 peut éliminer l'événement assez rapidement, ses
6 équipements doivent être conçus par l'entremise
7 d'un parafoudre, d'être capable de plafonner la
8 surtension pour éviter d'endommager ses
9 équipements. Donc, c'est plus une mesure de
10 robustesse mécanique qu'une mesure de rapidité de
11 protection.

12 Q. [149] Donc, la réponse à ma question est oui. Il
13 est possible de ne pas pouvoir arrêter, une fois
14 qu'on a détecté, il est possible avec les
15 équipements d'un Producteur, par exemple, ou d'une
16 entité visée, peut-être pas Hydro-Québec mais il
17 est possible qu'on ne puisse pas arrêter le
18 processus une fois l'incident détecté.

19 R. Si les équipements ne sont pas conçus pour résister
20 à des chocs de foudre d'une ampleur en haut de
21 1,4 p.u., comme on ne peut pas ouvrir la
22 protection, bien, ce qui va s'ensuivre c'est des
23 risques de bris.

24 Q. [150] O.K. Donc la précision qu'apporte monsieur
25 Fortin, c'est qu'une fois que la détection se fait,

1 les mesures de protection vont suivre. Il est
2 possible, dans certaines circonstances que les
3 mesures de protection vont embarquer, vont suivre
4 l'effet de la détection de l'événement.

5 (12 h 06)

6 R. Encore une fois, le système de protection... la
7 partie qui va ordonner l'ouverture du disjoncteur
8 n'est pas là pour protéger le système contre un
9 choc de foudre. Donc si... si le système qui envoie
10 le signal au disjoncteur ne prévoit pas... est
11 conçu pour agir immédiatement suite à la surtension
12 et envoie un signal, c'est ça qui va arriver.
13 Cependant dans l'exigence - et c'est justement ce
14 point-là qui est indiqué - c'est qu'au... on
15 pourrait avoir une surtension qui est transitoire,
16 qui est très rapide et par la suite le réseau se
17 situe à l'intérieur des plages prescrites. Et là,
18 on souhaite que l'équipement reste en service. Donc
19 il n'y a pas un réglage de protection par la suite
20 qui agisse.

21 Q. [151] Mais s'il y a un réglage de protection qui
22 agit en raison de cet événement-là, de cette
23 détection de surtension, est-ce qu'il n'est pas
24 exact, il est possible qu'il y ait un risque de ne
25 pas pouvoir être à l'intérieur de la courbe?

1 R. Comme je le mentionnais, suite à une surtension de
2 cette ampleur avec cette rapidité-là, c'est la
3 protection mécanique de la ligne qui est en cause.
4 La mesure qu'on fait de la surtension, on ne doit
5 pas avoir... on ne peut avoir un réglage assez
6 rapide pour agir sur cette mesure-là. Donc c'est la
7 mesure par la suite qu'on va enregistrer après
8 l'événement, comme on l'indique ici. Donc c'est
9 pour ça que dans la courbe on voit une asymptote,
10 on voit... on voit l'absence de réglage, si on
11 veut, pour cette période-là. Mais immédiatement
12 après le trente-trois (33) millisecondes on voit un
13 réglage. Et ce réglage-là est existant.

14 Q. [152] Oui. Précision additionnelle de monsieur
15 Fortin. Est-ce qu'il n'est pas exact qu'un relai de
16 protection électromécanique ne peut réagir à ce
17 type de défaut?

18 R. Selon ma compréhension à l'intérieur de deux
19 cycles, effectivement.

20 Q. [153] Donc est-ce que, Monsieur Dusseault, est-ce
21 que... est-ce que l'utilisation d'une protection
22 instantanée est utilisable dans le contexte de la
23 courbe proposée?

24 R. Encore une fois, il ne faut pas que la conséquence
25 soit le déclenchement de l'équipement. Si la

1 tension après la perturbation se situe à
2 l'intérieur des plages prescrites. La raison pour
3 laquelle nous avons des exigences de surtension,
4 comme je le mentionnais, c'est relié directement
5 aux caractéristiques du réseau d'Hydro-Québec, donc
6 à la présence de surtension, entre autres, et
7 d'oscillation de puissance et de tension qui sont
8 plus élevées en moyenne, si on se compare par
9 exemple aux interconnexions voisines. Donc c'est la
10 raison pour laquelle on souhaite, lorsqu'il y a des
11 perturbations sur le réseau, avoir la contribution
12 de l'ensemble des centrales pour ne pas amplifier
13 la perturbation, comme on le mentionnait hier.

14 Et dans cette optique-là, lorsqu'il y a une
15 surtension transitoire, l'équipement du Producteur
16 devrait être conçu pour... avec des parafoudres
17 pour passer au travers de façon adéquate. Et par la
18 suite, ne pas déclencher si la tension se situe à
19 l'intérieur des plages.

20 Q. [154] Toujours par rapport à la PRC-024 à la page 8
21 de votre présentation. C'est monsieur Dusseault,
22 encore, vous allez répondre à cette question, je
23 présume. Avant... avant la demande d'adoption de la
24 PRC-024 dans le dossier présent, je comprends que
25 les exigences de... ces exigences de surtension de

1 HQT existent déjà?

2 R. Oui, absolument.

3 Q. [155] Depuis combien de temps existent-elles, ces
4 exigences, telles qu'elles sont formulées dans...
5 dans ce qui est proposé par le Coordonnateur?

6 (12 h 12)

7 R. Depuis très longtemps. Bien, en fait, les
8 exigences... les exigences qui sont... qui sont
9 approuvées par la Régie, et qui seront en vigueur,
10 on l'espère, éventuellement, sont une mouture qui
11 date de quatre ans, environ, donc un processus de
12 révision a été fait, principalement pour... pour
13 tenir compte, entre autres, de la production
14 éolienne.

15 Auparavant il y a eu quelques itérations de
16 modifications, encore une fois, comme je le
17 mentionnais, par des comités d'experts. Lorsqu'une
18 problématique apparaît en réseau, lorsqu'un enjeu
19 est particulier, les exigences, et ces courbes-là
20 en particulier, sont révisées au besoin. Et ça
21 remonte au moins aussi longtemps... ce qu'il faut
22 comprendre c'est que la fiabilité du réseau c'est
23 comme une grande chaîne, hein, il faut que tous les
24 maillons contribuent, et les critères de conception
25 du réseau sont arrimés avec les exigences de

1 raccordement du transporteur. Et, donc, entre
2 autres, lorsqu'on... lorsque TransÉnergie a adopté
3 ces critères au début des années, je crois, des
4 années quatre-vingt-dix (90), les critères dans
5 leur version actuelle, à peu de chose près, les
6 exigences de raccordement également ont été... ont
7 été adoptées.

8 Peut-être pour apporter une précision aux
9 discussions que j'ai entendues précédemment, le
10 transporteur conçoit son réseau Bulk pour être
11 capable de résister à des événements, et ces
12 événements-là ont des conséquences chez les
13 producteurs. Et pour assurer une fiabilité adéquate
14 de l'ensemble du réseau, c'est l'ensemble qui doit
15 participer, donc, rester en service, entre autres,
16 pour les surtensions indiquées.

17 Q. [156] Donc, je comprends de la pratique... la
18 pratique établie à l'interne chez le transporteur,
19 qu'il se donne, pour son réseau, des exigences et
20 des critères qui sont, à plusieurs égards, beaucoup
21 plus sévères que ceux qui sont prévus dans les
22 normes de la NERC, notamment pour le réseau non-
23 Bulk, c'est exact?

24 R. Vous avez tout à fait raison. Par ailleurs,
25 lorsqu'on parle à nos collègues des états et des

1 provinces voisines, ce qu'on mentionne, c'est ce
2 qui est visé... ce qui est visé pour
3 l'interconnexion Québec ce n'est pas d'avoir une
4 fiabilité plus grande, c'est plutôt d'avoir le même
5 niveau de fiabilité. Pour y arriver, on doit
6 procéder différemment, étant donné nos
7 caractéristiques.

8 Le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie,
9 comme je le mentionnais, est moins maillé, à de
10 plus longues lignes, est exploité à 735kV pour une
11 bonne partie, et les avantages que ça procure de
12 pouvoir acheminer sur de très longues distances des
13 grandes quantités d'énergie, on a également des
14 inconvénients, donc d'avoir des perturbations qui
15 ont des conséquences un peu plus grandes.

16 Q. [157] Hum, hum.

17 R. Donc, pour une même perturbation, pour un même
18 défaut, on a des conséquences. Et également pour
19 l'ensemble du réseau qui est non-Bulk,
20 particulièrement pour le RTP.

21 Q. [158] Mais juste pour revenir sur la
22 caractérisation que je vous ai demandé de faire à
23 ma question, il n'y a rien qui empêche HQT
24 d'exiger, pour ses critères de raccordement, des
25 critères qui sont supérieurs aux critères que la

1 NERC demande au niveau des critères qui sont
2 adoptés par la NERC?

3 R. Oui, vous avez raison.

4 Q. [159] O.K. Et est-ce que je dois comprendre que les
5 critères que vous proposez d'ajouter dans la PRC-
6 024 à l'Annexe Québec, sont supérieurs, sont plus
7 exigeants - exigeants - que ceux qui sont prévus à
8 la courbe de la NERC, dans la norme NERC?

9 R. Dans la plupart des cas ils sont plus exigeants, et
10 je vous dirais que je les qualifierais qu'ils
11 représentent très bien... ils assurent une
12 fiabilité adéquate du réseau d'Hydro-Québec.

13 Q. [160] Mais il n'y a rien qui vous empêche de
14 maintenir des critères plus exigeants, sans que
15 nécessairement ce soit intégré dans une norme de la
16 NERC, de la norme telle que... telle qu'adoptée
17 dans le régime québécois, c'est exact? Parce que
18 vous l'avez fait pendant de nombreuses années, je
19 comprends?

20 R. Vous... vous posez là une très bonne question qui
21 est au coeur de la planification d'un réseau. Hein,
22 lorsqu'on conçoit et on planifie un réseau d'une
23 complexité, c'est tributaire... les équipements
24 qu'on modélise, les équipements qu'on simule, on
25 doit représenter le plus fidèlement à ce qu'il y a

1 sur le terrain, et les conséquences de ne pas le
2 faire peuvent être importantes au niveau fiabilité.
3 Lorsqu'on adopte, à l'interne de TransÉnergie,
4 certains critères, certaines exigences, ça fait
5 partie de la fiabilité que d'offrir notre soutien
6 au Producteur qui, pour s'assurer que les
7 paramètres de leur centrale reflètent bien les
8 besoins du Transporteur qui est responsable de
9 s'assurer du niveau de fiabilité adéquate de
10 l'ensemble du réseau.

11 (12 h 17)

12 Ça fait que je vous dirais que c'est... ça
13 a toujours été, en vingt-cinq (25) ans de carrière,
14 un défi, compte tenu de la quantité de données et
15 de l'information, que d'établir les
16 caractéristiques, c'est une chose, de s'assurer
17 qu'elles sont respectées, c'en est une autre. Et
18 moi, j'ai vu d'un bon oeil l'arrivée des normes de
19 fiabilité au Québec, entre autres pour ce volet-là.
20 Donc, je pense que ça nous oblige à un peu de
21 rigueur, mais en même temps ça facilite la
22 collaboration et la transmission d'informations qui
23 sont au coeur de nos activités.

24 Q. [161] Je vous remercie beaucoup. Ce sera tout pour
25 moi, Madame la Régisseure.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Merci, Maître Grenier. Alors, nous allons prendre
3 la pause lunch, à l'heure qu'il est rendu, et la
4 Régie fera son interrogatoire après. Alors, de
5 retour, il est... de retour à midi et demie
6 (12 h 30). Excusez, treize heures trente (13 h 30).
7 Oui, oui. C'est vrai, sinon... Excusez, treize
8 heures trente (13 h 30).

9 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

10 REPRISE DE L'AUDIENCE

11 (13 h 35)

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Alors rebonjour à tous. Maître Pierre Rondeau pour
14 la Régie.

15 INTERROGÉS PAR Me PIERRE RONDEAU :

16 Q. [162] Bonjour, messieurs. Premièrement, je pense
17 que je vais m'adresser à monsieur Langlois
18 relativement à la FAC-011 et à l'exigence E.3.3 qui
19 traite de la méthode que le Coordonnateur de la
20 fiabilité doit suivre pour établir les SOL. Est-ce
21 que vous pourriez me dire si, en mode exploitation,
22 les contingences multiples sont considérées pour
23 l'établissement des SOL sur les installations non-
24 Bulk? Et si c'est le cas, dans quelles
25 circonstances?

1 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

2 R. Pour donner une réponse hors de tout doute, il
3 faudrait que je réfléchisse. Mais je vais vous
4 répondre que la pratique, c'est que, sur le réseau
5 non-Bulk pour la détermination des SOL, on regarde
6 le défaut triphasé, perte d'un seul élément. Donc,
7 la réponse, c'est que les contingences multiples ne
8 font pas partie de la pratique pour la
9 détermination des limites en tant que telles.

10 Par contre, ce n'est pas dit que ce n'est
11 pas regardé du tout. Parce qu'il y a des cas
12 d'occurrence répétés, par exemple de perte de deux
13 lignes parallèles qui sont sur le même... la même
14 tour, biternes, deux circuits, qui peuvent avoir
15 historiquement causé des problèmes dans un réseau,
16 et qu'il peut y avoir des stratégies ou des moyens
17 de limiter les problèmes en cas de perte de ces
18 éléments-là, qui ne sont pas nécessairement
19 adressés par le calcul des SOL elles-mêmes. Donc,
20 ils peuvent être regardés, mais on ne s'impose pas
21 de mettre une limite pour la couvrir.

22 Q. [163] Maintenant, Monsieur Loïselle, je me réfère à
23 la présentation et traiter du guide des surcharges
24 des transformateurs de HQ. Est-ce que ce guide des
25 transformateurs encadre les transformateurs, tous

1 les transformateurs incluant les transformateurs
2 aux centrales?

3 M. ÉRIC LOISELLE :

4 R. Le guide ne couvre pas les transformateurs aux
5 centrales, les transformateurs élévateurs de
6 tension des centrales. D'ailleurs qui sont non
7 assujettis à la PRC-023. Ces transformateurs sont
8 couverts par la PRC-025.

9 Q. [164] Et à la page 7, toujours, Monsieur Loisel, vous
10 traitez des situations d'urgence de courte
11 durée et de longue durée, d'autre part. Est-ce que
12 vous pourriez préciser ce que vous entendez par
13 courte durée et longue durée?

14 R. Pour la courte durée, c'est une durée variable.
15 Donc, on a des courbes temps courant. Donc, par
16 exemple, l'exploitant pourrait, par exemple si
17 le... valider que la protection lui permet,
18 pourrait exploiter un transformateur avec un
19 facteur de surcharge de un point huit (1,8) p.u.,
20 jusqu'à un point huit (1,8) p.u. Mais dans ce cas-
21 là, la durée permise serait très courte. Ça
22 pourrait être de l'ordre de vingt (20) minutes ou
23 de trente (30) minutes. Donc, ça, c'est la durée
24 qui va amener finalement l'atteinte du fameux cent
25 quarante (140) degrés C, seuil auquel il y a

1 déclenchement par la protection thermique.

2 (13 h 40)

3 Alors qu'en situation d'urgence longue durée, la
4 durée en fait c'est quatre heures. Donc, le facteur
5 de surcharge est déterminé. La valeur maximum du
6 facteur de surcharge est établi de façon à ce que
7 l'exploitant puisse rester dans cette condition-là
8 pour jusqu'à quatre (4) heures. Et, à quatre (4)
9 heures, on obtient le fameux cent quarante (140)
10 degrés C avec le déclenchement par protection
11 thermique.

12 Q. [165] Ma prochaine question sera pour monsieur
13 Dusseault. Je ne sais pas si vous avez la
14 présentation qui a été faite par le Coordonnateur,
15 page 8. Si quelqu'un en aurait... C'est la page 30.
16 Ça traite de la PRC-024, « Dispositions
17 particulières », on a le schéma des zones de non-
18 déclenchement.

19 M. MARC DUSSEAULT :

20 R. Oui, je l'ai.

21 Q. [166] Alors, j'ai compris du témoignage qu'au
22 Québec, on ne peut pas déclencher avant trente
23 millisecondes (30 ms) pour une tension supérieure à
24 un point quatre (1.4) p.u. entraînée par la foudre,
25 par exemple, ou des manoeuvres, d'autre part, c'est

1 exact?

2 R. Ça fait référence vraiment aux ajustements de
3 relais de protection mais oui.

4 Q. [167] Oui. En tout cas, j'étais pour compléter la
5 question mais...

6 R. Oui, tout à fait.

7 Q. [168] ... je posais la question. J'essayais de voir
8 pourquoi le régime est différent à la NERC puis
9 chez Hydro, quand on regarde les deux diagrammes,
10 il y a la ligne verte puis la ligne rouge qui
11 montent, là. Pourquoi... qu'est-ce qui explique
12 qu'on peut aux États-Unis ou suivant les critères
13 de la NERC puis ici on ne peut pas déclencher avant
14 dans ces circonstances-là?

15 R. Je vous dirais que cette...

16 Q. [169] De trente millisecondes (30 ms), un point
17 quatre (1.4), là, les deux paramètres.

18 R. Tout à fait. Ma compréhension est que, pour ces
19 délais-là, il n'y a pas de réglage de protection.
20 Donc, essentiellement, ce qu'on fournit c'est une
21 mesure de robustesse indiquée aux propriétaires de
22 centrales pour ces systèmes. Ça fait qu'à la NERC,
23 ils choisissent de ne pas faire ça puis ils
24 disent : « Regarde, voici le réglage. Nous, on
25 exige... on informe le producteur que, pour cette

1 période-là, il devra disposer d'un système
2 mécanique pour protéger ses installations mais
3 qu'il devra rester en service par la suite. »

4 Q. [170] O.K. Mais est-ce que... c'est parce que
5 j'essayais de comprendre ce que ça veut dire qu'à
6 l'intérieur des mêmes paramètres, aux États-Unis,
7 suivant la NERC, on peut déclencher alors qu'ici
8 c'est interdit?

9 R. On s'est posé la même question...

10 Q. [171] C'est ça que j'essaie de voir.

11 R. C'est ça. Ce concept-là, on l'a au Québec depuis
12 longtemps et, lorsqu'on a... ça se trouve à être
13 dans nos exigences de raccordement et, lorsqu'on a
14 regardé la courbe du côté de nos voisins, on a
15 observé que ça, évidemment, ce n'était pas... ce
16 n'était pas inclus. Il est vrai également que, pour
17 un réseau à sept trente-cinq (735) kV, des
18 surtensions de manoeuvres peuvent être importantes.
19 En haut de un point quatre (1.4).

20 Donc, sans doute, le réseau d'Hydro-Québec
21 est plus susceptible d'avoir des surtensions plus
22 élevées. C'est ça qui justifie, en bonne partie,
23 pourquoi on exige cette partie-là. Mais de ne pas
24 spécifier... dans le fond, le fait qu'on l'exige,
25 qu'ils restent en service, c'est différent mais on

1 ne peut pas exiger un réglage parce qu'il n'y a pas
2 de réglage.

3 Q. [172] O.K. Je m'excuse, j'avais indiqué tout à
4 l'heure que je demanderais peut-être à monsieur
5 Loïselle de compléter la réponse. Est-ce que vous
6 avez quelque chose à ajouter sur le...

7 M. ÉRIC LOISELLE :

8 R. Ce que je mentionnais c'est qu'au niveau du système
9 de protection, en considérant le fait que le
10 disjoncteur fait partie du système de protection,
11 même si on a une action d'une... une détection à un
12 traitement, on va dire, théoriquement instantanée,
13 on va toujours finir par être limité par le temps
14 d'opération, le temps d'ouverture du disjoncteur.
15 Un disjoncteur SF6, on est aux alentours de
16 quarante millisecondes (40 ms) de temps
17 d'opération; un disjoncteur AR, un petit peu plus
18 rapide. Mais on ne peut pas aller plus vite que
19 trente-trois millisecondes (33 ms).

20 (13 h 45)

21 Q. [173] O.K. Merci. Oui, la question tout à l'heure,
22 vous parliez du réseau sept trente-cinq (735) puis
23 la susceptibilité de... est-ce que le réseau de
24 RTA, par exemple, pourrait subir les effets d'une
25 surtension de ce type-là sur ses installations

1 provenant du sept trente-cinq (735)?

2 M. MARC DUSSEAULT :

3 R. À ma connaissance, on n'a pas fait d'analyse de ce
4 genre. Mon expérience me dit que ce n'est pas
5 impossible.

6 Q. [174] Ce n'est pas impossible?

7 R. Non.

8 Q. [175] O.K.

9 INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

10 Merci, Maître Rondeau. Moi j'aurais juste peut-être
11 une petite question pour soit monsieur Langlois ou
12 monsieur Dusseault.

13 Q. [176] Pour le Planificateur ou le Coordonnateur de
14 la fiabilité, quel est l'impact d'appliquer un
15 défaut, là on revient dans... un défaut monophasé
16 sur le réseau non-Bulk? En fait, comment ça se
17 matérialise dans la gestion de l'interconnexion du
18 Québec?

19 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

20 R. Un défaut monophasé ou tri...?

21 Q. [177] Monophasé.

22 R. O.K. Bien par rapport à un triphasé ou juste à la
23 base?

24 Q. [178] Oui, tout à fait.

25 R. O.K. Bien dans... O.K. Bon, bien je reviens à mon

1 explication d'hier plus théorique qui était qu'un
2 défaut monophasé c'est une seule phase parmi les
3 trois d'une ligne de transport qui est affectée,
4 donc, les deux autres phases demeurent saines. Et
5 par conséquence, la contingence est moins
6 impactante du point de vue du comportement du
7 réseau. Et c'est très dépendant des équipements qui
8 sont raccordés à l'endroit où on fait la
9 perturbation.

10 Dans un grand centre de production,
11 l'impact du défaut va probablement avoir beaucoup
12 plus... être beaucoup plus important que dans un
13 centre de charge, par exemple. Un défaut près de la
14 région de Montréal, où il y a très peu de
15 production monophasée ou triphasée, ça peut être
16 plutôt négligeable. Dans le Nord du Québec, où il y
17 a des grands centres de production, ou dans des
18 réseaux régionaux non-Bulk où il y a une bonne
19 quantité de production, l'impact peut être plus
20 important. Alors, dans la conception du réseau, ça
21 se traduit par l'ajout d'équipements sur le réseau
22 pour rencontrer les critères, donc on est dans un
23 mode de dimensionnement. Dans l'horizon de
24 l'exploitation, une fois les équipements en
25 service, ça se traduit par des restrictions

1 d'exploitation et des limites d'exploitation SOL,
2 des limites de transit qui peuvent être plus
3 importantes pour un défaut triphasé que pour un
4 défaut monophasé.

5 Q. [179] Juste une autre question. En appliquant un
6 défaut monophasé dans les FAQ-010 et 011, est-ce
7 que vous êtes capable de gérer le réseau de façon
8 fiable?

9 R. Il va être fiable tant que l'événement n'arrivera
10 pas. C'est une question... ces critères-là, c'est
11 une gestion du risque, c'est des critères de
12 robustesse qui sont basés sur deux choses. Je pense
13 que je l'ai mentionné, mais je vais prendre la
14 peine de les réitérer.

15 La probabilité que l'événement en question
16 se produise pour vrai. Un défaut monophasé, c'est
17 quelque chose qui se produit à tous les jours dans
18 les grands réseaux électriques, on parle d'un coup
19 de foudre sur une ligne de transport, sur une
20 phase, qui va créer un défaut monophasé. Donc, la
21 probabilité d'occurrence du pire cas étudié est
22 peut-être plus faible, mais la probabilité
23 d'occurrence, l'exposition d'un grand réseau,
24 surtout comme celui d'Hydro-Québec, qui est très
25 étendu, le défaut monophasé est très élevé. Un

1 défaut triphasé l'est beaucoup moins. Donc, la
2 probabilité que le défaut triphasé survienne tel
3 qu'il a été étudié est beaucoup moindre parce qu'on
4 parle qu'il faut que les trois phases soient mises
5 à la terre. Mais quand même, il y a un risque que
6 ça se produise.

7 Par contre, au-delà de ça, ce critère-là
8 est reconnu comme étant un peu un critère
9 parapluie, c'est-à-dire que si le réseau peut
10 survivre à un défaut où les trois phases sont mises
11 à la terre durant... le temps que les protections
12 opèrent, et qui demeure stable, ça veut dire que
13 dans cette condition-là, que ce soit dans l'horizon
14 de planification ou une fois que les limites de
15 transit ont été établies comme ça, ça veut dire que
16 le réseau a un niveau de robustesse, les centrales
17 vont osciller, vont stabiliser, les équipements ne
18 vont pas déclencher, il n'y aura pas de panne en
19 cascade, il n'y aura pas de déclenchement de
20 charge, de quantités importantes.

21 (13 h 50)

22 Le bon jugement technique dit que, bon, si
23 ça, ça passe, en bon français, on est dans un
24 niveau de robustesse qui est adéquat pour faire
25 face aux aléas qui peuvent survenir dans

1 l'exploitation réelle du réseau parce que le réseau
2 en temps réel n'est jamais le même que celui qui a
3 été étudié, donc ça prend un minimum de marge de
4 sécurité quand même. Une panne générale ou une
5 panne même importante sur le réseau c'est quelque
6 chose qui n'est pas acceptable ni pour un
7 transporteur ni pour un exploitant. Donc, c'est un
8 critère de fiabilité et c'est sûr que de se
9 contenter d'un défaut monophasé, par exemple, je
10 vais prendre le cas extrême, à l'ensemble du réseau
11 ça serait quelque chose qui n'est pas acceptable
12 comme niveau de performance, ça c'est clair.

13 Q. [180] Puis, quelles seraient les conséquences si
14 c'est une panne locale ou provinciale? Il peut
15 peut-être avoir des différences?

16 R. Bon. On va se dire, à ce moment-ci, c'est que
17 l'élément important c'est la distinction entre un
18 réseau Bulk et un réseau non-Bulk. Le réseau Bulk a
19 été défini selon certains critères qui disent que
20 les contingences qui lui sont appliquées peuvent
21 être plus impactantes en termes d'impacts, plus
22 propagées dans le réseau, donc on parle de cascades
23 qui peuvent affecter une grande partie de
24 l'interconnexion du Québec dans notre cas. Donc,
25 l'application des critères, ce n'est pas pour rien

1 qu'il est sur les réseaux Bulk, on applique les
2 normes TPL jusqu'aux contingences multiples qu'on
3 ignore totalement dans les réseaux régionaux, les
4 réseaux non-Bulk si je peux me permettre. Mais dans
5 un réseau non-Bulk, même si on est non-Bulk, on
6 veut un niveau de fiabilité quand même adéquat. Et
7 jusqu'à un certain point, le défaut triphasé permet
8 d'assurer ce niveau de fiabilité là, que ce soit en
9 conception ou en exploitation. Vous voulez ajouter
10 quelque chose?

11 M. MARC DUSSEAULT :

12 R. Moi, j'aurais peut-être juste un point à ajouter.
13 Ça n'a pas tellement rapport à la FAC, c'est quand
14 même relié. D'un point de vue conception, le besoin
15 d'avoir un défaut triphasé dans les réseaux non-
16 Bulk, entre autres RTP, est issu du fait du besoin
17 d'avoir une cohérence entre le comportement du
18 réseau non-Bulk et du réseau Bulk. Ce qu'on veut
19 dire par là, c'est qu'un événement sur le réseau
20 Bulk doit, pour ne pas être amplifié, avoir la
21 contribution de l'ensemble des réseaux non-Bulk au
22 Québec. C'est un principe, puis cette contribution-
23 là est assurée par l'application d'un défaut
24 triphasé. Le défaut monophasé est beaucoup moins
25 sévère, donc on courrait le risque d'avoir lors

1 d'événement sur un réseau Bulk ces événements-là
2 qui seraient jugés adéquats, on risquerait d'avoir
3 du décrochage et d'avoir des répercussions dans nos
4 réseaux non-Bulk et d'avoir des conséquences sur
5 l'ensemble de l'interconnexion.

6 Q. [181] Je comprends. Merci beaucoup. Alors, ça va
7 être terminé pour le panel du Transporteur.

8 Me YVES FRÉCHETTE :

9 Q. [182] C'est bien, alors il me reste qu'à vous
10 demander de peut-être libérer monsieur Dusseault et
11 monsieur Loïselle.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Oui. Je vous remercie beaucoup pour votre
14 témoignage. Alors, je libère, en fait je libère les
15 trois, monsieur Langlois, monsieur Dusseault,
16 monsieur Loïselle.

17 Me YVES FRÉCHETTE :

18 Je pense que monsieur Langlois était dans le panel
19 précédent.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Oui, mais est-ce...

22 Me YVES FRÉCHETTE :

23 Est-ce que vous voulez... Bien, c'est parce que
24 vous aviez gardé la faculté de les revoir, je
25 crois.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Oui, mais on n'a pas de questions pour... En tout
3 cas, à moins que ça ait changé depuis, là.

4 Me YVES FRÉCHETTE :

5 C'est bien.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 On n'a pas de questions non plus pour le panel du
8 Coordonnateur. Alors, je vais libérer également
9 monsieur Godbout et monsieur Turcotte.

10 Me YVES FRÉCHETTE :

11 Alors, il me reste à vous saluer, puis vous
12 remercier.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Merci. Alors, nous continuons avec ÉLL, vous aviez
15 dit Maître Dubé que vous n'aviez pas de preuve.

16 Est-ce toujours le cas?

17 Me NICOLAS DUBÉ :

18 Oui, c'est bien le cas, on n'a pas de preuve, donc
19 ça va être en argumentation demain.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Parfait. Merci. Alors, Maître Grenier pour RTA.

22 Maître Grenier.

23 (14 h 33)

24 Me PIERRE D. GRENIER :

25 Oui.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Nous allons peut-être devoir assermenter le témoin,
3 Madame la Greffière.

4

5 PREUVE DE RTA

6

7 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-deuxième
8 (22e) jour du mois de mars, A COMPARU :

9

10 MARC FORTIN, ingénieur, RTA, ayant une place
11 d'affaires au 1954, rue Davis, Arvida (Québec);

12

13 LEQUEL, après avoir fait une affirmation
14 solennelle, dépose et dit :

15

16 INTERROGÉ PAR Me PIERRE D. GRENIER :

17 Q. [183] J'ai distribué, Madame la Régisseuse, un
18 curriculum vitae de monsieur Fortin que j'aimerais
19 produire sous la cote C-RTA...

20 LA GREFFIÈRE :

21 36.

22

23 C-RTA-0036 : Curriculum vitae de M. Marc Fortin

24

25

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 Q. [184] Monsieur Fortin, pourriez-vous brièvement
3 décrire votre expérience, vos qualifications et le
4 rôle que vous jouez au sein de RTA au niveau du
5 réseau et des installations électriques et
6 également au niveau des normes de fiabilité?

7 M. MARC FORTIN :

8 R. Oui. Mon rôle chez RTA, je fais partie du groupe
9 support technique d'énergie électrique, la division
10 production d'énergie de Rio Tinto au Saguenay-Lac
11 Saint-Jean et mon rôle est d'assurer le
12 développement moyen et long terme du réseau de
13 production de transport et de supporter
14 occasionnellement l'exploitation en temps réel.

15 Q. [185] Quelles sont vos qualifications? Votre
16 formation?

17 R. Je suis ingénieur électrique, spécialisé en haute
18 tension.

19 Q. [186] Et vous êtes à l'emploi de Rio Tinto depuis
20 combien de temps?

21 R. Depuis dix-neuf (19) ans.

22 Q. [187] Monsieur Fortin, je fais référence au
23 document qui s'appelle « Preuve de Rio Tinto Alcan
24 inc. » daté du dix (10) février deux mille dix-sept
25 (2017) qui est un document qui porte la cote R-

1 0034, je pense.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Oui.

4 Me PIERRE D. GRENIER :

5 Q. [188] Monsieur Fortin, ce document-là a été préparé
6 sous la supervision de qui exactement?

7 M. MARC FORTIN :

8 R. De moi-même et Benoît Pépin.

9 Q. [189] Est-ce que vous avez des modifications à
10 apporter à votre document?

11 R. Oui, j'aurais une petite coquille à corriger au
12 paragraphe 29, où est-ce qu'on a mis une pièce en
13 référence qui était la B-0030, mais c'est une
14 coquille. La vraie pièce, c'est la B-0025.

15 Q. [190] O.K. Est-ce que vous adoptez cette preuve
16 comme étant la preuve de RTA?

17 R. Oui.

18 Q. [191] O.K. Nous avons, pour les fins de présenter
19 la preuve de RTA, un document PowerPoint que j'ai
20 distribué à la Régie et à mes collègues du
21 Coordonnateur. Cette présentation PowerPoint a été
22 préparée sous la supervision de qui chez RTA?

23 R. De moi-même.

24 Q. [192] O.K. Donc, j'aimerais comme prochaine étape
25 vous demander : est-ce que vous adoptez le contenu

1 de cette présentation PowerPoint?

2 R. Oui.

3 Q. [193] Comme faisant partie de la preuve de RTA.

4 R. Oui. Peut-être avec certaines modifications
5 verbales qui vont être faites en cours de
6 présentation étant donné les derniers échanges
7 qu'il y a eu aujourd'hui.

8 Q. [194] Très bien. Est-ce qu'on peut donner une cote
9 pour produire la présentation?

10 LA GREFFIÈRE :

11 C-RTA-0037.

12

13 C-RTA-0037 : Présentation PowerPoint de RTA

14

15 (14 h 03)

16 Me PIERRE D. GRENIER :

17 Q. [195] Merci. Alors, Monsieur Fortin, je vais vous
18 laisser amener chacune des diapositives avec vos
19 commentaires sur la preuve que RTA veut faire
20 devant la Régie par rapport à certaines normes très
21 ciblées, qui font partie des commentaires qui ont
22 fait l'objet de la preuve.

23 M. MARC FORTIN :

24 R. Parfait. Donc, d'entrée de jeu, on a la description
25 des installations de RTA, que RTA compte sept

1 centrales situées sur deux rivières au Saguenay-
2 Lac-Saint-Jean, une production moyenne d'environ
3 deux mille mégawatts (2000 MW), cinq alumineries
4 alimentées par ces centrales. RTA satisfait environ
5 quatre-vingt-dix pour cent (90 %) de ses besoins
6 énergétiques pour ses alumineries, trois
7 interconnexions, donc qui composées de quatre liens
8 avec le réseau d'Hydro-Québec, un réseau de
9 transport pour acheminer l'énergie aux alumineries,
10 sept postes de transport.

11 La production de RTA dessert principalement
12 ses alumineries et non la charge locale du Québec.
13 On a un contrat de transport d'électricité à titre
14 de transporteur auxiliaire. On n'a pas
15 d'installation Bulk connective critique. On a des
16 installations RTP et des installations non-RTP. Les
17 fonctions selon le registre des entités visées par
18 les normes qui s'appliquent à Rio Tinto sont GO,
19 GOP, TO et DP. Et puis RTA a plusieurs instructions
20 communes avec HQT qui encadrent les modes
21 d'exploitation.

22 Donc, la première norme, c'est la PRC-24.
23 Donc, cette norme a pour but de déterminer les
24 réglages de protection en fréquence et en tension.
25 Le point qui nous préoccupe aujourd'hui c'est la

1 partie tension. La courbe qui a été... qui fait
2 partie de la norme originale est celle-ci, où est-
3 ce... la courbe en tension. Puis ce que j'aimerais
4 apporter à votre attention, c'est le fait que la
5 courbe commence au temps zéro, autant en surtension
6 qu'en sous-tension.

7 Maintenant, c'est la courbe proposée par le
8 Coordonnateur. Ce que j'aimerais porter à votre
9 attention, c'est qu'en surtension, pour les
10 premiers deux-trois cycles ou premiers trente
11 millisecondes (30 ms) il n'y a pas de... il n'y a
12 pas de seuil, donc le seuil est illimité.

13 Ensuite, ce que je remarque de cette courbe
14 c'est que pour palier à une problématique ou une
15 incohérence entre les exigences du transporteur et
16 la courbe de la norme en sous-tension qui arrive
17 entre une et trois secondes, on veut appliquer
18 l'ensemble de la courbe en sous-tension et
19 surtension du Transporteur.

20 On voit maintenant les différentes courbes
21 sur le même graphique, où est-ce qu'on voit que
22 même en sous-tension la courbe en rouge au départ
23 monte en escalier, tandis qu'il y a une courbe en
24 vert qui a une pente pointillée. Si j'ai bien
25 compris, la courbe en vert est pour les producteurs

1 autres qu'hydrauliques, tandis que la courbe en
2 rouge dans cette zone de temps-là est pour les...
3 les groupes de production hydraulique. Donc, on
4 semble vouloir appliquer le pire cas, donc celle
5 des... des producteurs non hydrauliques à
6 l'ensemble des entités.

7 (14 h 08)

8 Ensuite, si je reviens à la partie de la
9 courbe en surtension, en rouge en haut à gauche, où
10 est-ce que la première partie n'a pas de seuil,
11 donc le premier trente millisecondes, ce que je
12 comprends du transporteur c'est que, il est
13 impossible pour les systèmes de protection de
14 détecter et de ouvrir le disjoncteur pour éliminer
15 un défaut qui surviendrait à l'intérieur de trente
16 millisecondes, et qui disparaîtrait même à
17 l'intérieur de ce trente millisecondes-là. Je le
18 comprends, par contre, la difficulté c'est que le
19 relai de protection peut le détecter à l'intérieur
20 de trente millisecondes qu'il y a eu une
21 surtension. Et puis c'est pas dans... c'était pas
22 dans la philosophie de RTA de mettre un délai pour
23 dire : j'attends de voir après trente millisecondes
24 si le défaut est parti, là je ne déclenche pas mon
25 disjoncteur, puis si le défaut est encore présent,

1 là je peux le déclencher s'il est au-dessus de la
2 courbe.

3 La philosophie de protection de RTA est
4 que, quand il arrive une surtension au-delà de un
5 point quatre (1.4) p.u., la protection est
6 instantanée, donc, elle va détecter puis enclencher
7 le processus de commande et d'ouverture du
8 disjoncteur. Donc, c'est sûr que l'ensemble va
9 prendre à peu près six à huit cycles au total, donc
10 plus que trente millisecondes, mais une fois qu'il
11 est détecté, je ne peux plus l'arrêter. Donc, RTA,
12 pour appliquer ça, va se retrouver avec des... des
13 déclenchements plus que le trente millisecondes
14 au-dessus de la courbe - euh, au-dessous de la
15 courbe - parce que, on va l'avoir détecté, je peux
16 plus arrêter ma séquence d'ouverture du disjoncteur
17 puis la surtension peut être redescendue par la
18 suite en deçà de la courbe, mais je vais
19 déclencher, donc je ne serais pas conforme. Donc,
20 c'est ça.

21 Donc, d'appliquer cette courbe-là à RTA qui
22 a des installations qui datent, dans les premières
23 installations des années 20, qui ont évolué ou qui
24 ont été upgradées partiellement dans le temps,
25 actuellement je ne connais pas le niveau de

1 conformité détaillé, mais en ce qui concerne cette
2 première partie de la courbe où ce que je ne dois
3 pas détecter la surtension de moins de trente
4 millisecondes, je sais que je suis à zéro pour cent
5 (0%) conforme, contrairement à la norme de... la
6 norme originale où est-ce que là je suis... je suis
7 conforme.

8 Donc, je constate que l'application par le
9 Coordonnateur de critères, on applique des critères
10 différents de la norme NERC, on veut... c'est des
11 critères qui sont en surtension plus sévère que la
12 NERC, c'est des critères exigés par HQT pour le
13 raccordement de son réseau alors que la
14 préoccupation du Coordonnateur, dans ses
15 explications, était entre de un et trois secondes
16 dans la courbe en sous-tension.

17 Donc, le Coordonnateur propose dans sa
18 demande, dans sa proposition, d'imposer à
19 l'ensemble des entités des normes plus sévères dans
20 un régime obligatoire, alors que, à ma
21 connaissance, la plupart des entités, selon ce que
22 le Coordonnateur ou HQT a dit, c'est qu'ils sont
23 déjà... ils ont déjà l'exigence des... ils ont déjà
24 cette exigence-là dans les exigences de
25 raccordement, donc, ils doivent déjà le respecter.

1 (14 h 13)

2 Donc, les conséquences, de façon générale ou pour
3 l'ensemble, aucun déclenchement ne doit survenir
4 suivant une surtension de moins de trois cycles. Ce
5 que je comprends du Transporteur, c'est que, de
6 toute façon, c'est impossible. Par contre, c'est
7 difficile pour RTA, peut-être d'autres entités, de
8 s'assurer, sans effort ou sans frais importants, de
9 s'assurer qu'on ne déclenchera pas pour une
10 surtension qui est redevenue en dessous de la
11 courbe après ce trente millisecondes, ce premier
12 trente millisecondes.

13 Ensuite, donc dans la philosophie de RTA,
14 on ne peut plus avoir de protection instantanée tel
15 qu'on le faisait. L'application de la courbe d'HQT
16 en surtension soumettrait l'ensemble des entités
17 visées en régime obligatoire, comme tantôt on a
18 discuté. Les conséquences pour RTA donc, c'est
19 qu'on serait conforme pour cette zone-là à cent
20 pour cent à la courbe de la norme actuelle, mais
21 zéro pour cent conforme à la courbe d'HQT. Puis
22 pour le reste de la courbe et la courbe en sous-
23 tension, bien, je n'ai pas fait une analyse
24 exhaustive, mais on aurait plusieurs cas. On aurait
25 des cas qui se seraient conformes, des cas qui ne

1 le seraient pas. Puis ça nécessiterait des frais
2 pour RTA qui peuvent aller jusqu'au remplacement de
3 relais.

4 Donc, la conclusion recherchée par RTA,
5 c'est que, bon, l'annexe 2 constitue des exigences.
6 Donc, l'annexe 2 de la norme de la NERC soit
7 l'exigence minimale pour les entités visées, que la
8 proposition du Coordonnateur ne soit pas acceptée,
9 que si une entité visée ou si le Transporteur veut
10 appliquer des exigences de raccordement ou des
11 critères plus sévères que la norme, il peut le
12 faire. Il n'y a rien qui l'empêche de le faire. Il
13 le fait déjà.

14 Puis dans le but de... J'ai bien compris,
15 le Coordonnateur, il y a une problématique sur la
16 courbe en sous-tension entre un et trois secondes.
17 Donc, on pourrait faire un compromis puis dire
18 qu'on applique la norme du Transporteur en sous-
19 tension et en surtension c'est la norme actuelle.
20 Comme ça, ça règle la problématique soulevée du
21 Coordonnateur et puis ça minimise l'impact pour les
22 entités.

23 On passe maintenant à la PRC-023. Donc,
24 pour la PRC-023, au départ, il y avait un champ
25 d'application ou une disposition particulière au

1 niveau du champ d'application qui disait que cette
2 norme s'appliquait aux installations du RTP. Par la
3 suite... Donc on le voit en bas. Par la suite, il y
4 a différentes séances de travail, des commentaires,
5 pour en arriver avec une modification différente du
6 champ d'application pour traiter directement chacun
7 des circuits identifiés dans la norme pour éliminer
8 certaines confusions, ou risque de confusions.

9 Et puis à la suite de cette modification-
10 là, RTA avait demandé, constaté que la mention de
11 spécifier que c'était du RTP n'avait pas été
12 corrigée, n'avait pas été appliquée, puis on
13 constate que le Coordonnateur nous a mentionné que
14 c'était une omission non volontaire puis ça a été
15 corrigé dans la révision du mois de mars. Donc, le
16 tout est maintenant satisfaisant pour RTA. Donc,
17 c'est les articles qui ont été modifiés.

18 (14 h 18)

19 Concernant la PRC-025, il y a une exemption qui a
20 été libellée à l'Annexe Québec. Puis la précision
21 que RTA demande c'est d'ajouter le terme
22 « directement raccordées » ou « raccordées
23 directement » pour éviter, selon nous, toute
24 confusion avec un réseau qui serait iloté, comme on
25 a déjà parlé. Pour s'assurer que, dans

1 l'interprétation de cette exemption, les centrales,
2 comme RTA, qui sont raccordées au réseau par des
3 installations non-RTP font vraiment partie de cette
4 exemption. Qu'il n'y ait pas de confusion.

5 On a remarqué aussi, dans les dernières
6 discussions, que le terme « directement
7 raccordées » apparaît dans différentes normes,
8 comme la norme MOD-025, MOD-026, MOD-027, PRC-006,
9 TPL-001 et PRC-019. Je les avais prises en note à
10 la main, elles n'apparaissent pas sur le...

11 Donc, la prochaine, EOP-004. La norme
12 EOP-004 parle de déclaration des événements. Puis
13 on voit ici, en rouge, ce qui est demandé par la
14 norme, de soumettre les déclarations à l'ERO par
15 l'entremise de l'une ou l'autre des façons
16 suivantes, soit par courriel, par télécopieur ou
17 par téléphone. Donc, l'enjeu pour RTA est le même
18 que... il a déjà été soumis dans le dossier 3699,
19 c'est l'exigence de communiquer à l'extérieur du
20 Québec les informations d'entreprise. Puis la
21 réponse du Coordonnateur a été de faire une
22 distinction entre maintien... je dirais, le mode de
23 maintien de la fiabilité et le mode de surveillance
24 de la conformité.

25 Pour RTA, qu'on fasse une distinction comme

1 ça n'amène pas une solution à notre préoccupation.
2 Et, de ce qu'on m'a dit, c'est que la loi ne fait
3 pas de distinction non plus à ce que ce soit au
4 maintien de la fiabilité ou à la surveillance de la
5 conformité. Donc, ce que RTA propose c'est que les
6 déclarations peuvent être transmises par l'entité
7 visée soit à la Régie, par le biais d'un entrepôt
8 de données ou... d'une solution qui est adéquate ou
9 soit sur une base volontairement, directement à
10 l'ERO, par l'entremise d'une des façons suivantes,
11 courriel, télécopieur ou téléphone. Comme ça, ça
12 respecte la loi. Parce que, si une entité désire
13 transmettre à l'ERO, elle le fait de façon
14 volontaire et non pas par une exigence d'une norme.

15 Le deuxième point au niveau de la EOP-004
16 c'est la déclaration d'événements pour les charges
17 de plus de deux cents mégawatts (200 MW). Donc, la
18 portée de la norme actuelle, en ce qui concerne cet
19 enjeu-là, c'est la déclaration de perte de charge
20 ferme de deux cent mégawatts (200 MW) et plus pour
21 les distributeurs. Donc, il n'y a aucune autre
22 distinction qui est faite. Donc, on comprend, c'est
23 que cette norme vise à déclarer des événements qui
24 nuisent ou qui peuvent nuire à la fiabilité du
25 réseau de transport qui ont comme conséquence la

1 perte de charge ferme de deux cents mégawatts
2 (200 MW) et plus. C'est ce qu'on... c'est ce que
3 j'ai compris aussi des discussions qu'il y a eu
4 hier par rapport à la réponse de la NERC à ce
5 sujet.

6 (14 h 23)

7 Donc, pour un PVI comme RTA, on fait une
8 distinction entre une perte de charge ferme
9 planifiée ou associée au procédé de la charge
10 client dans la façon ou dans l'obligation de
11 déclarer. Et puis avec la réponse que le
12 Coordonnateur a eue de la NERC, ma compréhension
13 est que s'il survient un événement sur le réseau
14 dont la conséquence est la perte de charge ferme de
15 plus de deux cents mégawatts (200 MW), il faut
16 déclarer, c'est évident. Si l'événement survient
17 dans l'installation du client puis qu'il n'y a pas
18 d'événement par la suite en conséquence, il n'y a
19 pas d'événement qui survient sur le réseau, il n'y
20 pas nécessité de déclarer.

21 Mais si l'événement survient dans
22 l'installation du client puis qu'il y a une
23 conséquence sur le réseau, que ça soit un problème
24 sur le réseau, une urgence sur le réseau ou un
25 déclenchement d'une autre charge de plus de deux

1 cents mégawatts (200 MW) ailleurs sur le réseau, là
2 ça serait un événement à déclarer. C'est ce que
3 j'ai compris des discussions.

4 Puis ce qui avait été extrait de la version
5 4 de la norme, c'est que seules les pertes de
6 charge fermes à la suite d'une urgence devront être
7 déclarées afin d'inclure les rapports liés à la
8 contingence connue et à la foudre. Donc pour moi,
9 un déclenchement qui est causé par un client est
10 une contingence connue, ça fait partie des
11 exigences de raccordement, le client doit respecter
12 les exigences de raccordement puis ces
13 déclenchements-là de l'usine sont connus, sont
14 prévisibles. On ne sait pas quand est-ce que ça va
15 arriver, mais on sait que ça va arriver puis il y a
16 certaines exigences à ce sujet-là.

17 Donc, la proposition de RTA, c'est que dans
18 l'annexe de la norme on précise qu'est-ce qu'on
19 veut déclarer. Ça va être la même chose pour trois
20 cents mégawatts (300 MW) et plus lorsque le
21 réseau... lorsque la demande est de plus de trois
22 mille (3000) ou moins. Donc, on va en prendre juste
23 un pour identifier la proposition.

24 Donc, deux cents mégawatts (200 MW) et
25 plus, pour toutes les autres entités sous réserve

1 de ce qui suit, donc que la déclaration de perte de
2 charge ferme de deux cents mégawatts (200 MW) et
3 plus pour les distributeurs vise à déclarer des
4 événements fortuits qui surviennent sur le réseau
5 de transport et qui ont comme conséquence la perte
6 de charge ferme de deux cents mégawatts (200 MW) et
7 plus et que lors de la perte de charge ferme
8 planifiée ou associée au procédé de la charge du
9 client, il n'y a pas de déclaration requise à moins
10 que cette perte de charge ait causé un événement
11 sur le réseau. Donc comme ça, c'est clair, on sait
12 à quoi s'attendre. C'est qu'est-ce qu'on doit
13 déclarer.

14 La MOD-025, donc pour la MOD-025, il y a eu
15 des explications données par le Coordonnateur.
16 Donc, RTA comprend mieux le dossier avec les
17 explications qui ont été données. Et puis le
18 Coordonnateur a confirmé qu'il y aurait une seule
19 procédure pour inclure les exigences de la norme
20 MOD-025 ainsi que l'exigence 13 de la TOP-002 afin
21 de réduire ou minimiser l'effort pour les entités.
22 Donc, RTA est satisfaite de l'engagement du
23 Coordonnateur.

24 (14 h 28)

25 La TPL-001, FAC-010 et FAC-011. Bon, je ne

1 repasserai pas là chacune des « slides » qu'on a,
2 on faisait mention des exigences qui traitaient de
3 l'enjeu au niveau de la FAC-010 et de la FAC-011,
4 mais je vais plutôt aller aux enjeux et
5 conclusions.

6 Donc, ma compréhension des échanges qu'on a
7 eus dans les derniers jours avec le Coordonnateur
8 et avec le Transporteur, c'est que la norme TPL
9 s'applique aux réseaux Bulk seulement, comme
10 c'était déjà clair. Les normes FAC-010 et FAC-011
11 s'appliquent aux réseaux RTP, Bulk et non-Bulk. La
12 FAC-010 est dans un horizon de planification et
13 utilise le défaut triphasé, contingences multiples,
14 comme en référence avec la TPL, mais le
15 Coordonnateur et le Transporteur nous confirment
16 que ça n'a pas d'impact réel sur les limites
17 d'exploitation.

18 C'est la FAC-011 qui elle doit appliquer le
19 défaut triphasé et qui se répercute, suite à cette
20 méthodologie, se répercute dans les limites SOL,
21 mais qu'en dehors du critère du défaut triphasé les
22 contingences multiples ou les autres contingences
23 sont laissées à la discrétion de HQT ou du
24 Coordonnateur dans sa procédure, puis de
25 l'appliquer aux limites SOL. C'est ce que je

1 comprends.

2 Puis que dans la pratique j'ai compris que
3 le Coordonnateur a spécifié qu'on utilisait le
4 défaut triphasé, dans la FAC-011, mais qu'on
5 n'utilisait pas les contingences multiples sauf
6 exception avec des impacts qui ne se reflètent pas
7 dans les limites SOL, mais dans des façons de
8 faire.

9 J'ai aussi entendu de monsieur Langlois
10 qu'il est clair que l'application de défauts
11 triphasés ou de contingences multiples à des
12 installations non-Bulk comme RTP ou non-RTP, comme
13 RTA ou à l'interconnexion entre RTA et HQT, aurait
14 un impact à la baisse au niveau des limites SOL. On
15 n'est pas en mesure de quantifier actuellement,
16 mais ce serait à la baisse ou sinon il faudrait
17 investir pour moderniser ou « upgrader » les
18 installations pour être capable de maintenir les
19 limites SOL actuelles.

20 Q. [196] Quel est l'impact là d'avoir une réduction
21 des limites SOL au raccordement pour RTA?

22 (14 h 33)

23 R. Depuis, je crois, début des années deux mille
24 (2000), quatre-vingt-dix-neuf (1999), deux mille
25 (2000) il y a eu le projet d'ajout de l'Usine Alma

1 au Lac-Saint-Jean sur le réseau de RTA,
2 l'aluminerie, puis c'est à ce moment-là qu'il y a
3 eu d'énormes discussions avec Hydro-Québec, autant
4 au niveau d'achat d'énergie et de différentes
5 ententes d'exploitation qui ont fait qu'il y a eu
6 je dirais un changement majeur dans toutes les
7 façons de faire entre RTA et HQT. Puis les limites
8 qui ont été établies à ce moment-là de transit,
9 d'échange entre les deux réseaux sont la base des
10 ententes contractuelles qui ont été... qui ont été
11 prises à ce moment-là.

12 Donc si on baisse ces limites-là, ça a un
13 impact sur ces ententes et contrats, ça a un impact
14 pour RTA, ça peut être à court terme des pertes de
15 revenus, puis à long terme bien des investissements
16 importants pour ramener ces limites-là. Mais ça a
17 un impact aussi sur les entités qui contractent
18 avec RTA, entre autres HQP et HQD. Parce que c'est
19 avec eux qu'on a des contrats. Si on n'est pas
20 capable de transiter ce qu'ils nous demandent de
21 transiter, bien on n'est pas capable de respecter
22 nos contrats, puis ils vont en souffrir autant que
23 nous autres de manière différente peut-être. Ça
24 peut être un impact en dollars, mais ça peut être
25 un impact aussi au niveau de l'exploitation.

1 Donc si je résume, on a les FAC-010 et FAC-
2 011 puis on a la TPL-001. On a d'un côté, si je
3 prends les installations de RTA, on a les
4 installations de RTA qui peuvent être RTP ou non-
5 RTP, interconnectées avec le réseau d'Hydro-Québec
6 avec des interconnexions qui appartiennent à Hydro-
7 Québec qui, elles, dans le dossier 3952, vont
8 devenir Bulk. Donc la préoccupation de RTA ici est
9 d'autant plus grande que la FAC-010 et FAC-011
10 risquent d'affecter les installations... les
11 limites d'interconnexion de RTA parce qu'elles sont
12 appliquées à un réseau RTP Bulk et non-Bulk. Mais
13 il y a aussi le pendant du côté des lignes qui vont
14 devenir Bulk, des lignes d'interconnexion qui
15 appartiennent à HQT, qui vont devenir Bulk, donc
16 qui vont appliquer les critères Bulk puis qui
17 risquent d'avoir aussi un impact sur les limites
18 d'interconnexion.

19 Donc la demande formulée par RTA a changé
20 un petit peu au cours de la journée suite aux
21 échanges qu'on a eus. Puis RTA voit d'un bon oeil
22 la proposition du Coordonnateur qui propose une
23 éventuelle clause grand-père, tel qu'il l'a
24 mentionné. Par contre, en attendant que cette
25 clause grand-père soit en vigueur et partagée,

1 discutée, élaborée et en vigueur, RTA demande le
2 statu quo au niveau des limites d'interconnexion,
3 donc dans le sens que la FAC-010 et la FAC-011
4 n'affectent pas les limites actuelles de
5 l'interconnexion, ainsi que la TPL-001 appliquée
6 aux installations nouvellement Bulk des
7 interconnexions entre nos deux réseaux. Pour éviter
8 justement des... des impacts majeurs pour RTA et
9 d'autres entités. Je crois que ça fait le tour.
10 (14 h 38)

11 Me PIERRE D. GRENIER :

12 Q. [197] Merci, Monsieur Fortin. C'est tout pour notre
13 preuve.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Merci, Maître Grenier. Maître Dubé, est-ce que vous
16 avez des questions pour le témoin?

17 Me NICOLAS DUBÉ :

18 Je n'ai pas de questions. Merci.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Merci. Maître Tremblay?

21 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

22 Je vais vous demander une pause de quelques minutes
23 pour discuter avec les représentants du
24 Coordonnateur. Je pense, une quinzaine de minutes
25 devrait être suffisant. Et on ne prévoit pas, par

1 ailleurs, en avoir pour très longtemps.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Parfait. Merci. Alors, on prendra quinze (15)
4 minutes.

5 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

6 Merci.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 De retour à quatorze heures cinquante-cinq
9 (14 h 55).

10 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

11 REPRISE DE L'AUDIENCE

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Alors, Maître Tremblay. Alors, on vous écoute.

14 Me PIERRE D. GRENIER :

15 J'ai juste un point à faire, de précision. Pour la
16 FAC-010, FAC-011 et la TPL, monsieur Fortin a donné
17 à la Régie un commentaire sur la proposition de la
18 clause grand-père. Il va falloir lui trouver un
19 autre nom, Maître Tremblay, parce que j'accroche
20 toujours sur ça. Évidemment, RTA va, dans ses
21 représentations, appuyer cette démarche-là proposée
22 par le Coordonnateur.

23 Les propositions qui sont faites dans la
24 preuve de RTA étaient de faire des dispositions
25 particulières. Maintenant, si la Régie décidait que

1 l'approche de la clause grand-père et le statu quo
2 n'était pas acceptable, évidemment, on va se
3 replier sur la proposition de faire des
4 dispositions particulières dans les normes. Donc,
5 je voulais... ce n'est pas un abandon de la
6 conclusion, mais ce serait une conclusion
7 subsidiaire au cas où.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Vous vouliez clarifier ce point-là.

10 Me PIERRE D. GRENIER :

11 Je voulais clarifier parce que vous m'avez quand
12 même posé la question.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Et la Régie comprend qu'il y aura des... que le
15 Coordonnateur a dit qu'il allait aussi consulter
16 les entités.

17 Me PIERRE D. GRENIER :

18 Tout à fait.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Alors, il va y avoir discussion. Alors, la Régie a
21 très bien compris ça.

22 Me PIERRE D. GRENIER :

23 O.K. Merci.

24 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

25 Q. [198] Bonjour. Bonjour, Monsieur Fortin. Bonjour,

1 Madame la Régisseure. Je vais avoir seulement que
2 deux sujets, là, de questions et un commentaire
3 introductif que je veux faire. Monsieur Fortin, je
4 ne vise aucunement à vous faire divulguer de
5 l'information confidentielle. Donc, si à travers
6 mes questions, si une réponse implique un détail
7 confidentiel, ce n'est pas l'objet de mon
8 questionnement. Alors, vous avez simplement à m'en
9 faire part pour que je reformule.

10 Me PIERRE D. GRENIER :

11 Évidemment, s'il y avait de l'information qu'on
12 juge confidentielle, je demanderais à monsieur
13 Fortin, avant de la divulguer de lever un drapeau
14 pour qu'on puisse intervenir pour s'assurer de
15 protéger l'information.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Oui. Parfait. Merci.

18 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 Q. [199] Ma première ligne de questions a trait à la
20 norme PRC-024. Dans votre présentation PowerPoint,
21 Monsieur Fortin, vous avez montré différentes
22 courbes, là, de protection, de courbes de tenue,
23 pardon. Vous avez parlé de la philosophie de RTA
24 dans son exploitation, là, et je veux juste
25 confirmer donc que c'est bien ce que je n'ai noté.

1 C'est que si en cas d'événement dont l'intensité ou
2 la portée est supérieure à un virgule quatre (1,4)
3 p.u., il y a alors déclenchement instantané de la
4 protection. Est-ce que c'est bien ce que... ça
5 représente bien l'essence de votre témoignage?

6 (15 h 02)

7 R. C'est bien ce que j'ai dit par rapport à ma
8 compréhension de ce qu'on fait chez RTA. Mais je ne
9 suis pas le spécialiste en protection chez RTA,
10 mais c'est ce que je comprends.

11 Q. [200] Quand vous parlez d'une philosophie, ça sous-
12 entend que c'est soit une stratégie ou une
13 orientation qui a fait l'objet de réflexion. Est-ce
14 que vous êtes en mesure d'élaborer sur cette
15 philosophie-là?

16 R. Je dis « philosophie » parce que c'est une pratique
17 qui date de plusieurs années, qui a été élaborée
18 par des gens, des prédécesseurs. Mais je ne
19 pourrais pas vous dire exactement les tenants et
20 aboutissants des réflexions qu'il y a eu à ce
21 sujet-là.

22 Q. [201] C'est à tout le moins donc la pratique ou
23 l'état actuel des équipements de RTA, c'est
24 d'opérer comme vous l'avez tout simplement décrit?

25 R. Exactement.

1 Q. [202] Quand monsieur Dusseault du Transporteur a
2 témoigné relativement à la courbe que l'on trouve à
3 la page 8 de votre présentation, celle avec
4 l'asymptote à l'infini en haut...

5 R. Oui.

6 Q. [203] ... il a mentionné que c'était des
7 parafoudres qui pouvaient faire en sorte qu'une
8 entité respecte cette courbe-là. Et, là, prenez
9 votre temps avant de répondre au cas où il y a une
10 question de confidentialité. Mais est-ce que RTA a
11 sur son réseau des parafoudres pour palier à des
12 événements de foudre ou de manoeuvres, par exemple,
13 comme l'ont dit les témoins du Transporteur?

14 R. RTA a un réseau qui date, là, de son origine dans
15 les années vingt (20). Puis on n'a pas des
16 parafoudres pour protéger l'ensemble de notre
17 réseau. Donc, oui, on en a surtout dans les parties
18 de réseau qui ont été « ungradées » plus récemment
19 ou les nouvelles parties de réseau. Mais si je vais
20 dans les centrales, je n'ai pas nécessairement des
21 parafoudres dans l'ensemble de mes centrales.

22 Q. [204] Très bien. Et je reviens sur l'utilisation de
23 ce que je vais appeler des protections instantanées
24 ou à déclenchement instantané. Est-ce que ces
25 protections-là sont absolument nécessaires pour

1 protéger vos équipements ou vos alumineries parce
2 qu'elles ont les caractéristiques particulières?

3 R. Je ne suis pas en mesure de vous répondre. Je ne
4 suis pas assez compétent dans ce domaine.

5 Q. [205] Alors, si je vous suggère que ces réglages de
6 protection pourraient être modifiés, est-ce que
7 c'est quelque chose que vous pouvez évaluer?

8 R. C'est ce qu'il va falloir évaluer en fonction de ce
9 que la norme va nous demander de faire suite au
10 dossier. Puis il va falloir que les ingénieurs en
11 protection chez nous se penchent là-dessus de façon
12 détaillé.

13 Q. [206] Donc, ce n'est pas une démarche que vous avez
14 faite, là, aujourd'hui?

15 R. Non, je n'ai pas les ressources pour faire ça
16 d'entrée de jeu de façon détaillée.

17 Q. [207] Je comprends. Évidemment, si je vous posais
18 la question « avez-vous fait des études », on
19 comprend que vous allez me répondre non. Mais ma
20 question, c'est plutôt : Avez-vous, sans avoir fait
21 une étude, ne serait-ce qu'une évaluation de ce qui
22 serait possible de faire aujourd'hui, par exemple,
23 au niveau des réglages ou vraiment on part de zéro
24 aujourd'hui?

25 R. Ce que l'ingénieur en protection m'a dit quand il a

1 fait une évaluation sommaire, c'est qu'on a des
2 réglages et des relais de plusieurs générations et
3 des réglages qui peuvent différer d'une
4 installation à l'autre, qui fait en sorte qu'il y a
5 plusieurs cas qui peuvent survenir. Dans certains
6 cas, il faut peut-être remplacer le relais pour
7 être capable de respecter la norme. Dans d'autres
8 cas, on est capable de faire des réglages qui
9 permettraient d'être conforme.

10 Q. [208] O.K. Ce qui sous-entendrait que vos
11 installations, vos charges, alumineries n'ont pas
12 absolument besoin de protection à déclenchement
13 instantané ou de protection instantanée pour être
14 protégées adéquatement? C'est ce que ça voudrait
15 dire, êtes-vous d'accord?

16 R. Là, je vous parlais des possibilités par rapport
17 aux relais qu'on a actuellement. Par rapport à,
18 techniquement, c'est quoi le besoin pour nos
19 installations, je ne le connais pas.

20 Q. [209] Ça va compléter pour ce sujet. L'autre sujet
21 va être assez court. Je réfère à... Ah oui! Je vais
22 ajouter un sujet parce que vous n'avez pas parlé
23 dans votre présentation de la norme PRC-006. Est-ce
24 que je dois comprendre que c'est parce que vous
25 n'avez rien à ajouter par rapport à ce qui est dans

1 votre preuve ou c'est parce que, finalement, le
2 texte du Coordonnateur est acceptable pour RTA ou
3 pour autres raisons?

4 (15 h 08)

5 R. RTA n'avait pas d'enjeu sur la PRC-006. Ma
6 compréhension de ce dossier c'est que la norme ne
7 s'applique pas à RTA. Il y a certaines exigences de
8 la norme qui pourraient demander au Coordonnateur
9 de s'assurer que les réglages de protection en sur
10 et sous-fréquence des GOP correspondent à la courbe
11 mentionnée. Donc, indirectement, RTA pourrait être
12 affectée. Et puis je crois que la... Il y a déjà
13 une version de la PRC-006 qui a été mise en
14 vigueur?

15 Q. [210] Au Québec, la réponse serait non.

16 R. Non, pas au Québec. En tout cas. On a eu, je crois
17 l'an dernier ou il y a un an et demi, une lettre
18 d'Hydro-Québec, d'HQT, qui nous demandait quels
19 étaient nos réglages en sur et sous-fréquence parce
20 qu'ils en avaient besoin pour répondre à la norme
21 PRC-006. Puis on a répondu à Hydro-Québec que nos
22 alternateurs n'avaient pas de protection en sur et
23 sous-fréquence actuellement. Donc, dans ce
24 contexte-là, il n'y a pas d'impact pour RTA, il n'y
25 a pas d'enjeu pour RTA.

1 Q. [211] Très bien. Aux fins de la MOD PRC-024,
2 l'autre volet qui a fait l'objet de discussion
3 hier... je ne vois pas PRC-024 dans votre
4 présentation. C'est parce que... elle est-tu avant
5 ou après?

6 R. Je crois que c'est le premier point.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 C'est la page 4, Maître Tremblay.

9 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

10 Q. [212] Voilà. On a parlé des courbes mais concernant
11 l'autre volet de la discussion, qui est celui de
12 l'assujettissement des centrales RTP qui sont
13 reliées par un lien non-RTP, là. Est-ce que RTA
14 maintient sa prétention que ces centrales-là
15 devraient être exclues de la norme ou non?

16 R. À ma connaissance, RTA n'a pas demandé qu'elles
17 soient exclues. On a posé certaines questions, hier
18 je crois, à ce sujet-là. Mais c'était plus pour
19 comprendre et avoir de l'information. On n'a jamais
20 demandé d'exclure les centrales qui n'étaient pas
21 directement raccordées au RTP de cette norme. À ma
22 connaissance.

23 Q. [213] D'accord. Il ne faut jamais dire qu'on a deux
24 sujets, ce n'est jamais vrai. Dans votre témoignage
25 vous avez mentionné... vous avez commencé par

1 mentionner les négociations avec Hydro-Québec, là,
2 aux alentours des années deux mille (2000). Et vous
3 avez également parlé des impacts pour RTA et ses
4 partenaires en cas de modification des limites SOL.
5 Alors, j'ai juste deux, trois questions de
6 précision là-dessus.

7 Est-ce que, dans votre compréhension aux
8 fins de livrer ce témoignage, vous aviez en tête un
9 abaissement des limites SOL du réseau d'HQT vers
10 celui de RTA et/ou du réseau de RTA vers le réseau
11 d'HQT?

12 R. C'était dans les deux cas, je ne faisais pas de
13 distinction. Je n'en excluais pas un, les deux
14 étaient inclus.

15 Q. [214] J'essaie de voir avec vous quel impact est
16 lié à quel abaissement de ligne. Donc, si, aux fins
17 de la discussion, on tenait pour acquis que la
18 limite SOL vers le réseau de RTA n'était affectée
19 par l'utilisation du critère triphasé, s'il ne
20 restait que la question des limites SOL du réseau
21 de RTA vers le réseau d'Hydro-Québec, quels
22 seraient alors les impacts... parmi ceux que vous
23 avez identifiés, quels seraient les impacts qui
24 demeurerait en raison de l'application du critère
25 du défaut triphasé? Donc autrement dit, je vais

1 simplifier ma question. Lesquels impacts, parmi
2 ceux que vous avez mentionnés, sont liés uniquement
3 à un abaissement hypothétique d'une limite SOL vers
4 le réseau d'HQT?

5 (15 h 14)

6 R. J'ai pas, à ma connaissance, toute l'information
7 pertinente pour être capable de répondre hors de
8 tout doute si je pourrais... il pourrait ne pas y
9 avoir d'impact dans un sens ou dans l'autre, là.
10 J'ai pas assez la connaissance fine des contrats
11 entre RTA et les autres entités.

12 Q. [215] Mais je vous suggérerais que pour ce qui est
13 de l'alimentation en électricité effectuée par HQD
14 aux usines de RTA, cette alimentation-là, cet
15 approvisionnement-là ne serait pas affecté par
16 une... dans la mesure où la limite SOL vers le
17 réseau de RTA n'est pas affecté, il ne devrait pas
18 y avoir d'impact pour l'approvisionnement par HQD.
19 Est-ce que vous seriez d'accord avec ça?

20 R. Je ne peux pas le confirmer, puis de ce que je
21 connais, il me semble que les contrats, les
22 ententes contractuelles avec HQD ont des
23 composantes dans les deux sens.

24 Q. [216] D'accord. Et ce serait la même chose pour ce
25 qui est du rôle de transporteur auxiliaire de RTA,

1 c'est-à-dire que de l'énergie de puissance va
2 transiter par le réseau de RTA pour alimenter des
3 charges de HQD, donc qui ne sont pas des
4 alumineries de RTA, mais bien des charges de HQD.
5 Est-ce que vous donneriez la même réponse à ce
6 moment-là?

7 R. Celle-là, je ne suis pas en mesure de donner une
8 réponse.

9 Q. [217] Et finalement, vous mentionniez un impact
10 pour HQP, là, j'ai noté ça. J'imagine que vous
11 mentionnez les transactions entre RTA et HQP,
12 c'est-à-dire que RTA vend de l'énergie à HQP qui
13 l'achète, là. C'est bien ça.

14 R. On parle plus de puissance.

15 Q. [218] De puissance, bon. Désolé pour le
16 vocabulaire. Je comprends que si on parle
17 d'abaissement de limite SOL hypothétique du réseau
18 de RTA vers celui de HQT, c'est principalement, ces
19 échanges-là qui seraient affectés.

20 R. C'est entre autres, ces échanges-là, mais je ne
21 peux pas... je ne peux pas dire que c'est seulement
22 ceux-là.

23 Q. [219] C'est ça. Je ne veux pas vous faire dire le
24 contraire de ce que vous avez dit. Vous n'êtes pas
25 assez certain pour répondre pour les deux autres

1 cas que j'ai mentionnés. C'est très bien. C'est
2 très bien. Merci beaucoup.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Merci, Maître Tremblay. Alors, la Régie a quelques
5 questions aussi. Alors, Maître Rondeau.

6 INTERROGÉ PAR Me PIERRE RONDEAU :

7 Q. [220] Bonjour, Monsieur Fortin.

8 R. Bonjour.

9 Q. [221] Je reprends un peu votre témoignage, là, sur
10 les systèmes de protection. Première des choses,
11 vous avez indiqué que vous n'aviez pas de
12 parafoudre dans les installations, sauf peut-être
13 la dernière?

14 R. On n'en a pas partout.

15 Q. [222] Pas partout. Vous en avez dans...

16 R. Mais c'est pas seulement que la dernière, là.

17 Q. [223] Bien, les installations plus récentes, là.

18 R. Je dirais que dans le passé, ma compréhension,
19 c'est que probablement que les meilleures pratiques
20 de l'industrie étaient différentes, puis peut-être
21 que le risque que RTA a voulu gérer dépendait de
22 l'importance de ces installations. Exemple, la
23 centrale de Chute-des-Passes est plus importante et
24 à un niveau de tension plus élevé, donc il était
25 peut-être plus pertinent dans celle-là de mettre

1 des parafoudres à plusieurs endroits, contrairement
2 à d'autres.

3 Q. [224] O.K. Par ailleurs, vous avez indiqué que
4 quant au relais, vous aviez différents types de
5 relais? Des relais... quand vous parliez du relais
6 instantané, c'est que vous indiquiez que le relais
7 diffusait l'information pour le déclencheur
8 automatiquement, puis c'était irréversible, puis ça
9 déclenchait.

10 R. On a...

11 Q. [225] Vous ne pouviez pas régler le...

12 R. On a différents types de relais dans le sens qu'on
13 a différentes générations, donc il y a des relais
14 électromécaniques, il y a des premières générations
15 de relais numériques qui amenaient d'autres
16 possibilités et puis il y a les relais numériques
17 d'aujourd'hui qui amènent encore plus de
18 possibilités. Dans chacune de ces générations de
19 relais-là, on peut avoir des protections
20 instantanées et des protections temporisées.

21 Q. [226] C'est ça. O.K.

22 R. Puis RTA, dans sa pratique, met une protection
23 instantanée pour un niveau de surtension plus
24 élevée et puis une protection temporisée pour des
25 surtensions moins élevées.

1 Q. [227] Quand vous parlez de tension plus élevée, de
2 quoi parle-t-on exactement?

3 (15 h 19)

4 R. On parle de comme la norme NERC là, 1,4 p.u. là.
5 C'est l'ordre de grandeur.

6 Q. [228] D'accord. O.K. En fait, les protections de
7 surtension de RTA, est-ce que ça a pour but de
8 protéger, bon, des surtensions résultant de
9 manoeuvres, de foudres ou d'une surtension sur une
10 phase seulement, monophasée? Est-ce que c'est
11 l'objet de...

12 R. C'est probablement l'ensemble de tout ce que vous
13 avez mentionné, puis je ne peux pas, je n'ai pas...

14 Q. [229] Vous n'avez la réponse pour cette question.

15 R. Je n'ai pas la compétence pour aller plus pointu
16 que ça.

17 Q. [230] D'accord. C'est la même chose, je pense, vous
18 utilisiez également le terme défaut qui était sujet
19 à causer des surtensions. Qu'est-ce que vous
20 entendiez par « défaut »? J'ai cru comprendre dans
21 votre témoignage, vous relatiez, vous traitiez,
22 vous relatiez ou traitiez de défaut sujet à causer
23 des surtensions.

24 R. Je ne me souviens pas dans quel contexte j'ai dit
25 ça, là.

1 Q. [231] O.K. Vous ne vous en rappelez pas, c'est
2 correct. Je n'ai pas les notes, je ne retournerai
3 pas en arrière là, j'ai cru comprendre, c'était ma
4 compréhension, puis je veux juste avoir une
5 précision là-dessus. Si vous n'avez pas souvenir,
6 ça va.

7 Par ailleurs, quant à la clause grand-père,
8 concernant la FAC-011 et 010, 011 surtout en
9 exploitation, on sait que la norme a été adoptée
10 puis elle est en vigueur, puis que si elle est
11 devant la Régie présentement c'est pour le retrait
12 de l'exigence 5, alors est-ce que je comprends que
13 votre position à la période transitoire entre
14 aujourd'hui et le moment où on aura introduit une
15 clause grand-père pour couvrir les cas, vous
16 demandez le statu quo? J'ai bien compris?

17 R. Oui.

18 Q. [232] Qu'est-ce que vous voulez dire par « statu
19 quo »? C'est ça, puis peut-être que ça engage avec
20 ce qui se discutait entre les procureurs, là, parce
21 que la norme est en vigueur et si, vous devez
22 respecter des normes que vous n'êtes pas en mesure
23 de respecter et pour lesquelles on vous offre, on
24 fait une proposition de clause grand-père. C'est ça
25 que j'essaie de... Dans la période transitoire,

1 qu'est-ce qui se passe?

2 R. Ce que j'ai mentionné tout à l'heure, c'est que
3 dans la période transitoire, ce que RTA demande
4 c'est le statu quo au niveau des limites
5 d'interconnexion. Donc, les limites SOL de
6 l'interconnexion entre RTA et HQT.

7 Q. [233] O.K.

8 R. Parce que même si la norme est en vigueur depuis je
9 ne sais pas combien de temps, elle ne s'applique
10 pas directement à RTA, elle s'applique au
11 Planificateur et au Coordonnateur, puis on n'a pas
12 encore eu d'informations du Coordonnateur comme
13 quoi il était requis de modifier nos limites. Donc,
14 aujourd'hui, ma crainte ou ma préoccupation, c'est
15 que demain matin j'aie une demande de modifier mes
16 limites à la baisse, puis c'est pour ça que je veux
17 maintenir le statu quo en attendant qu'on s'entende
18 sur une clause.

19 Q. [234] C'est ça. Vous ne voulez pas que l'exploitant
20 impose la norme et qui pourrait résulter, comme on
21 l'a indiqué...

22 R. Avec les impacts qu'on a discutés.

23 Q. [235] Il y aurait des impacts à la baisse sur les
24 limites d'exploitation. C'est ça que vous...

25 R. Exactement.

1 Q. [236] O.K. D'accord. Je n'aurai pas d'autres
2 questions, je vous remercie.

3 R. Merci.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Merci pour votre témoignage, je n'aurai pas
6 d'autres questions. Votre mémoire ainsi que votre
7 présentation étaient très claires. Donc la Régie
8 n'a pas d'autres questions. Je vous libère.

9 R. Merci.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Alors, l'audience est terminée. Maître Tremblay,
12 est-ce que vous avez eu des... vous me disiez que
13 vous étiez en pourparlers là pour un témoin?

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Oui. Alors les témoins seraient disponibles demain
16 matin, mais avec les réponses de monsieur Fortin,
17 je vais réévaluer, voir si c'est toujours
18 nécessaire. Si oui, les témoins seront ici à neuf
19 heures (9 h) demain matin là, si c'est l'heure à
20 laquelle on débute là pour ce court témoignage. Si
21 ce n'est pas requis, je serai prêt à procéder avec
22 l'argumentation.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Parce que je pensais que c'était une question aussi
25 de, peut-être, le témoin ne pouvait peut-être pas

1 se présenter à cette heure-là. Parce que demain on
2 n'a pas une journée complète, vous avez peut-être
3 vu avec l'horaire. On a peut-être l'équivalent de
4 deux heures et demie à trois heures, disons avec
5 les pauses là, trois heures et demie. On peut
6 reculer aussi, si jamais c'était une question de
7 temps que le témoin avait besoin là, s'il ne
8 pouvait pas à neuf heures (9 h), mais qu'il pouvait
9 à dix heures (10 h), on peut reculer, si besoin
10 est.

11 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

12 Non. Neuf heures (9 h) était bon. Neuf heures (9 h)
13 était bon.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Ah! Neuf heures (9 h) était bon? O.K. Parfait.

16 C'était ma compréhension, alors j'avais mal
17 compris. Donc, à neuf heures (9 h) demain, puis on
18 verra à neuf heures (9 h) s'il y a lieu d'avoir le
19 témoin ou pas.

20 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Voilà.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Parfait. Merci beaucoup. Alors, bonne fin de
24 journée.

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Merci.

3

4 AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

5

6

7

8 SERMENT D'OFFICE :

9

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

15

16 ET J'AI SIGNÉ:

17

18

19

20

21 _____
CLAUDE MORIN (200569-7)