

**Réponse à la demande de renseignements #1  
de la Régie**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À HYDRO-QUÉBEC DANS SES FONCTIONS DE COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC (LE COORDONNATEUR) RELATIVE À LA DEMANDE D'ADOPTION DE LA NORME PRC-006-NPCC-2 (LA NORME) – DÉLESTAGE EN SOUS-FRÉQUENCE AUTOMATIQUE**

---

**Dates d'entrée en vigueur**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 4, section 1.4;
  - (ii) Pièce [B-0015](#), p. 7 à 13, R2.
  - (iii) [Plan de mise en œuvre de la NERC](#) pour la PRC-006-NPCC-2, consultation en ligne par le Coordonnateur le 29 mai 2020 (en anglais) :
  - (iv) [Plan de mise en œuvre de la NERC](#) pour la PRC-006-NPCC-1, consulté par la Régie le 3 novembre 2020 (en anglais);
  - (v) Norme [PRC-006-NPCC-1](#), consulté par la Régie le 3 novembre 2020 (en anglais).

**Préambule :**

- (i) Le Coordonnateur mentionne ce qui suit à l'égard des dates d'entrée en vigueur proposées:

*« Selon le plan de mise en œuvre de la NERC, norme de fiabilité régionale entre en vigueur le premier jour du trimestre civil à survenir après l'adoption de la norme par les entités gouvernementales compétentes. Les entités visées devront se conformer à toutes les exigences de la norme, à l'exception de l'exigence E3 qui viendra en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après 12 mois suivants l'adoption par les entités gouvernementales compétentes.*

*Le plan de mise en œuvre proposé de la norme PRC-006-NPCC-2 vise à ce que toutes les exigences de la norme s'appliquent à l'Interconnexion du Québec simultanément avec l'exigence E3 dans les autres régions du NPCC. Une fois que toutes les exigences de la norme PRC-006-NPCC-2 seront en vigueur, dans toutes les régions du NPCC, le NPCC pourra retirer le « Directory 12 ».*

*Le Québec doit harmoniser la norme avec les régions voisines du NPCC et permettre au NPCC de retirer le « Directory 12 », éliminant ainsi les problèmes de mise en œuvre dans l'Interconnexion du Québec du « Directory 12 ». De ce fait, la norme de fiabilité proposée PRC-006-NPCC-2 doit être adoptée dans les meilleurs délais. Ainsi, la date d'adoption par la Régie de la PRC-006-NPCC-2 devrait être antérieure au 29 janvier 2021. La proposition est que toutes les exigences de la norme entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil, à survenir 60 jours après la date d'adoption par la Régie, et ce au plus tard le 1er avril 2021. Veuillez noter que l'exigence E3 ne s'applique pas à l'Interconnexion du Québec, donc le délai de 12 mois accordé dans les autres juridictions n'est pas requis. » [note de bas de page omise] [nous soulignons]*

- (ii) Le Coordonnateur fournit un tableau indiquant les exigences de la norme PRC-006-NPCC-2 applicables à l'Interconnexion de l'Est et celles applicables à l'Interconnexion du Québec.
- (iii) Le Coordonnateur réfère au plan de mise en œuvre de la norme PRC-006-NPCC-2.

La Régie note que la norme PRC-006-NPCC-1 qui n'a jamais été adoptée au Québec sera retirée par la NERC suite à l'adoption de la norme PRC-006-NPCC-2. Toutefois, la Régie observe qu'aucune information n'est fournie en preuve par le Coordonnateur quant aux dates d'entrée en vigueur et de mise en application de la norme PRC-006-NPCC-1 proposées par la NERC.

- (iv) Dans le plan de mise en œuvre de la version 1 de la norme PRC-006-NPCC, il est mentionné ce qui suit :

*« In the developing the Implementation Plan for PRC-006-NPCC-01 the Standard Drafting Team considered the following:*

- 1. The requirements listed in this Regional Standard are intended to cover all aspects of the UFLS program. The Regional Standard Drafting Team (RSDT) coordinated its development with the draft NERC UFLS Standard PRC-006. The intent of this Regional Standard is to be more stringent than the continent wide standard while incorporating specific program characteristics into the requirements.*
- 2. The Implementation Plan for this standard is based, in part, on the timelines reflected in the existing and ongoing Implementation Plan for NPCC Directory #12 absent the annual milestones required by Directory #12.*

*Effective Dates:*

*Eastern Interconnection & Québec Interconnection Portions of NPCC Excluding the Independent Electricity System Operator (IESO) Planning Coordinator Area of NPCC in Ontario, Canada.*

- 1. The effective date for requirements R1, R2, R3, R4, R5, R6, and R7 is the first day of the first calendar quarter following applicable regulatory approval but no earlier than Jan 1, 2016 to allow for the existing implementation plan to be completed.*
- 2. The effective date for requirements R8 through R23 is the first day of the first calendar quarter two years following applicable governmental and regulatory approval. » [nous soulignons]*

- (v) La Régie a consulté la norme PRC-006-NPCC-1 pour prendre connaissance des exigences E8 à E23.

**Demandes :**

- 1.1 La Régie note un délai de deux ans suivant l'approbation réglementaire de la norme PRC-006-NPCC-1 pour les exigences E8 à E23. Veuillez préciser lesquelles parmi les exigences E8 à E23 auraient été applicables à l'Interconnexion du Québec.

**R1.1**

**Toutes les exigences de E8 à E23 auraient été applicables à l'Interconnexion du Québec, à l'exception des exigences E18 et E19 qui visent respectivement les régions d'ISO-NE et de New York ISO et les centrales nucléaires de l'Interconnexion de l'Est.**

- 1.2 Veuillez préciser si parmi les exigences de E8 à E23 de la norme PRC-006-NPCC-1 qui auraient été applicables à l'Interconnexion du Québec, certaines exigences ont été reconduites à la version 2 de la norme PRC-006-NPCC.

**R1.2**

**En comparant la norme PRC-006-NPCC-1 à la norme PRC-006-NPCC-2, il apparaît que les exigences E8 à E19 ont été reconduites, dont certaines avec des modifications.**

- 1.3 Pour les exigences de E8 à E23 de la norme PRC-006-NPCC-1 qui ont été reconduites à la version 2 de la norme PRC-006-NPCC, veuillez expliquer en quoi un délai de 60 jours après l'adoption de la norme par la Régie est suffisant pour l'entrée en vigueur d'une première version de cette norme au Québec.

**R1.3**

**Le Coordonnateur rappelle que la norme vise l'entité HQT qui, de par sa pratique, respecte déjà les exigences de la norme PRC-006-NPCC-2. D'ailleurs, l'entité HQT n'a pas soumis de commentaires concernant le délai d'entrée en vigueur. Par conséquent, le Coordonnateur est d'avis que le délai proposé est suffisant et adéquat.**

**Par ailleurs, le Coordonnateur soumet qu'un délai supplémentaire, en raison des processus du NPCC, forcerait tous les territoires du NPCC à reporter le retrait du « Directory 12 » au-delà de la date prévue, soit le 1<sup>er</sup> avril 2021. Il serait donc souhaitable que la Régie puisse adopter et mettre en vigueur rapidement la norme afin que le NPCC puisse retirer la Directory 12 telle que prévu. Retarder le retrait serait d'autant plus dommage pour nos voisins que le « Directory 12 » n'est pas actuellement applicable au Québec, notamment à cause de la désuétude du programme de DSF qui y est prescrit pour l'Interconnexion du Québec.**

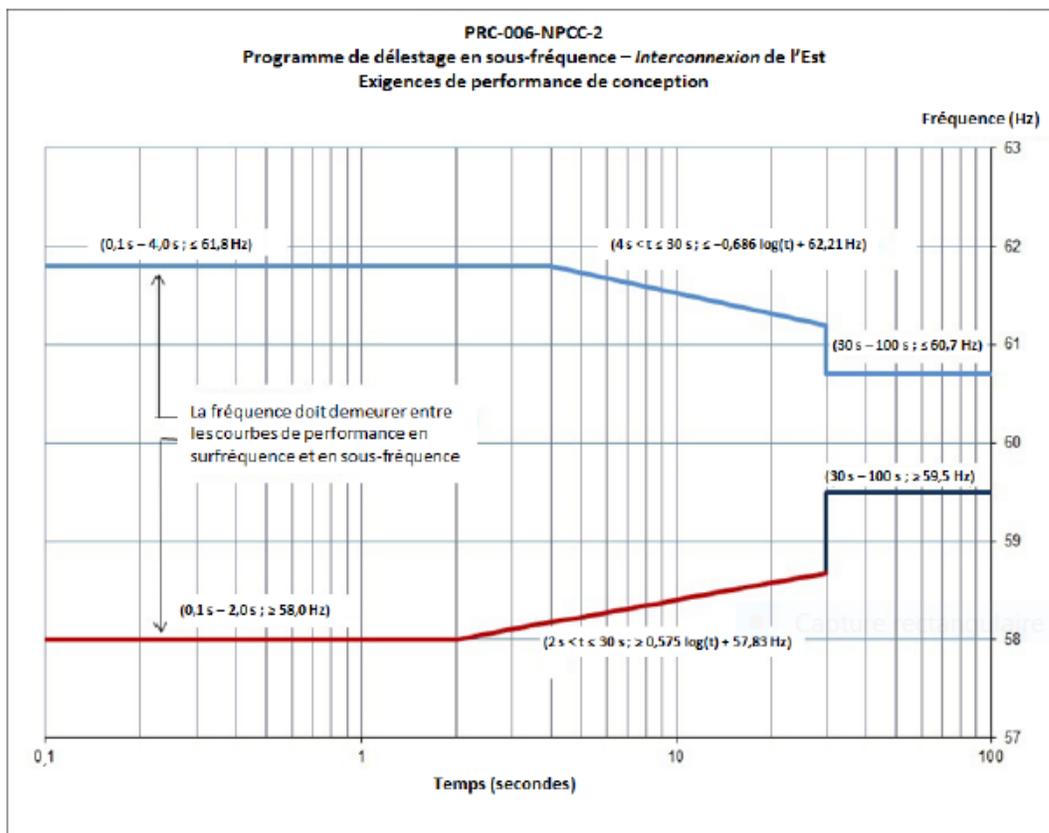
2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0009](#), p. 7;
  - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 8;
  - (iii) Pièce [B-0015](#), p. 18, R5;

- (iv) Dossier R-4025-2017, pièce [B-0052](#), annexe 1A (Québec) de l'annexe Québec de la norme PRC-006-3, p. QC-3 et QC-4.

**Préambule :**

- (i) Les informations suivantes sont présentées dans la norme PRC-006-NPCC-2 à l'égard des exigences de performance de conception pour le programme de délestage en sous-fréquence de l'Interconnexion de l'Est :

**Figure 1**



- Exigences en surfréquence de la norme NERC PRC-006 (norme de portée continentale relative au DSF)
- Exigences en sous-fréquence de la norme NERC PRC-006 (norme de portée continentale relative au DSF), jusqu'à 30 s seulement
- Exigences en sous-fréquence de la norme NERC PRC-006-NPCC (norme régionale relative au DSF), plus rigoureuses que celles de la norme de portée continentale entre 30 et 100 s

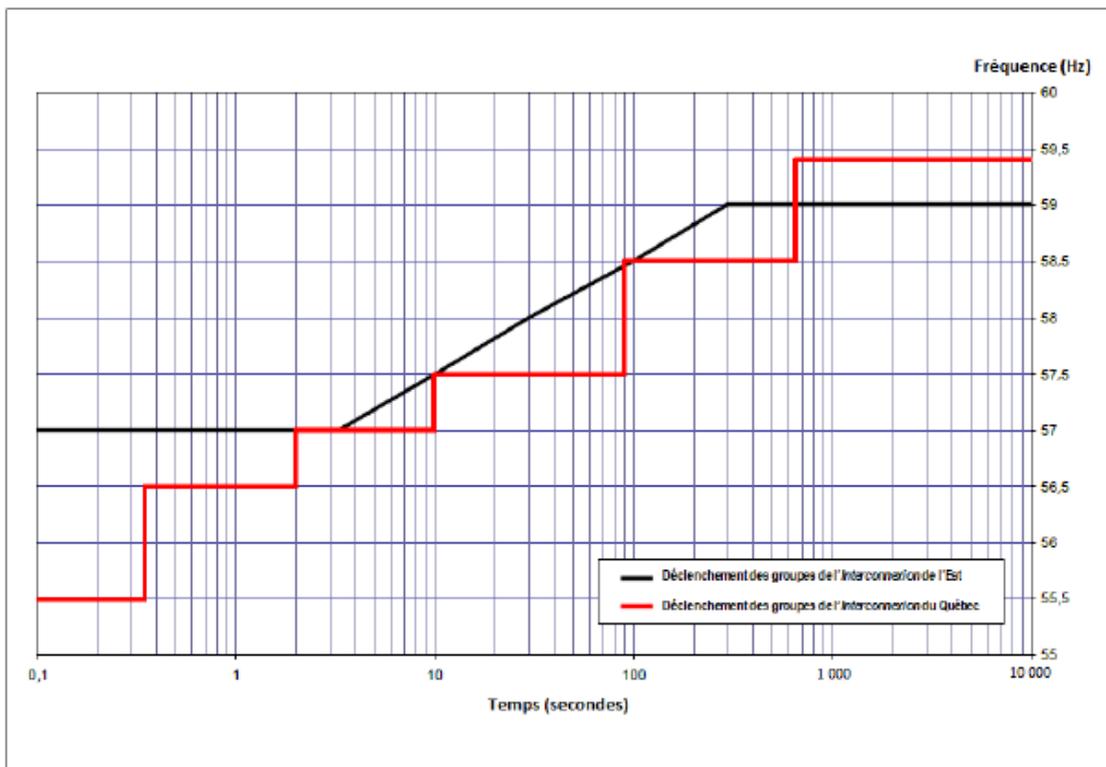
Données des courbes :

Exigences en surfréquence		Source
$t \leq 4 \text{ s}$	$f = 61,8 \text{ Hz}$	NERC PRC-006 (norme de portée continentale relative au DSF)
$4 \text{ s} < t \leq 30 \text{ s}$	$f = -0,686 \log(t) + 62,21 \text{ Hz}$	
$t > 30 \text{ s}$	$f = 60,7 \text{ Hz}$	

Exigences en sous-fréquence		Source
$t \leq 2 \text{ s}$	$f = 58,0 \text{ Hz}$	NERC PRC-006 (norme de portée continentale relative au DSF)
$2 \text{ s} < t \leq 30 \text{ s}$	$f = 0,575 \log(t) + 57,83 \text{ Hz}$	
$t > 30 \text{ s}$	$f = 59,5 \text{ Hz}$	NERC PRC-006-NPCC (norme régionale relative au DSF)

(ii) Les informations suivantes figurent dans la norme PRC-006-NPCC-2 à l'égard des programmes de délestage en sous-fréquence, seuils pour le réglage du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production :

**Figure 2**  
**PRC-006-NPCC-2**  
**Programme de délestage en sous-fréquence – Seuils pour le réglage du déclenchement en sous-fréquence des groupes de production**



(iii) Suite à la demande d'informations additionnelles de la Régie, le Coordonnateur soumet ce qui suit :

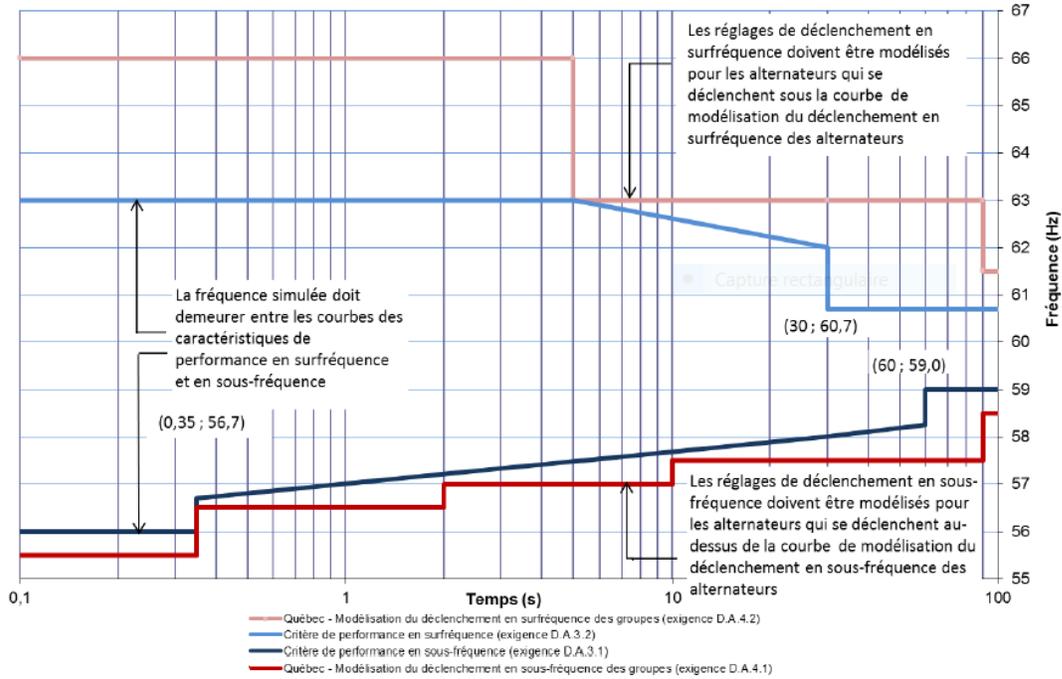
« Le programme de délestage en sous-fréquence est établi comme suit selon la figure 2 de la norme PRC-006-NPCC-2 et l'annexe 1A de l'Annexe Québec de la norme PRC-006-3 pour la courbe de déclenchements groupes production de l'Interconnexion du Québec :

Durée de sous-fréquence		Source
Fréquence (Hz)	Temps (s)	
<55,5	Déclenchement instantané	PRC-006-NPCC-2 (norme régionale relative au DSF)
≤56,5	0,35	PRC-006-3 (norme de portée continentale)
≤57,0	2	PRC-006-3 (norme de portée continentale)
≤57,5	10	PRC-006-3 (norme de portée continentale)
≤58,5	90	PRC-006-3 (norme de portée continentale)
≤59,4	660	PRC-006-NPCC-2 (norme régionale relative au DSF)
>59,4	Fonctionnement continu	PRC-006-NPCC-2 (norme régionale relative au DSF)

»

(iv) À l'annexe 1A de l'Annexe Québec de la norme PRC-006-3, la courbe pour la modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes (exigence D.A.4.1) est présentée en rouge, ainsi que les équations qui permettent de la définir.

**Programme de délestage en sous-fréquence**  
**Courbes de modélisation et des critères de performance**  
**Variantes régionales D.A.3 (alinéas D.A.3.1 à D.A.3.3) et D.A.4 (alinéas D.A.4.1 à D.A.4.3)**



Modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes					Critères de performance en sous-fréquence		
$t \leq 0,35$ s	$t \leq 2$ s	$t \leq 10$ s	$t \leq 90$ s	$t > 90$ s	$t \leq 0,35$ s	$0,35 \text{ s} < t \leq 60$ s	$t > 60$ s
$f = 55,5$ Hz	$f = 56,5$ Hz	$f = 57,0$ Hz	$f = 57,5$ Hz	$f = 58,5$ Hz	$f = 56,0$ Hz	$f = 0,72 \log(t) + 57,03$ Hz	$f = 59$ Hz

**Demandes :**

2.1 La Régie note que pour l'Interconnexion de l'Est, les exigences en sous-fréquence de la norme PRC-006-NPCC, plus rigoureuses que celles de la norme de portée continentale, sont identifiées en bleu, pour faire une distinction visuelle avec les exigences en sous-fréquence de la norme NERC PRC-006 (référence (i)). La Régie note que pour l'Interconnexion du Québec une seule couleur est utilisée à la figure 2 sans faire la même distinction visuelle que pour l'Interconnexion de l'Est (référence (ii)). Veuillez élaborer sur la possibilité de fournir une distinction visuelle pour l'Interconnexion du Québec à la figure 2 au même titre qu'à la figure 1.

**R2.1**

Relativement à la distinction visuelle pour les courbes de l'Interconnexion du Québec, le Coordonnateur est d'avis qu'il possible de la faire mais qu'elle n'est pas nécessaire et que d'ailleurs aucun commentaire n'a été soulevé à cet effet par les entités en consultation publique.

Notons qu'aucune portion de la courbe n'est nouvelle pour l'Interconnexion du Québec, contrairement au cas de l'Interconnexion de l'Est. Pour l'Interconnexion du Québec, la courbe de la figure 2 PRC-006-NPCC-2 est identique à la courbe PRC-006-3 Annexe 1A (Québec) sur toute la plage 0,1 à 100 sec. Aussi, la plage de 100 sec à 10 000 sec n'est pas présente dans la PRC-006-3. Par contre, il est à noter que la courbe de la figure 2 PRC-006-NPCC-2 est identique à la courbe de l'annexe de la norme PRC-024-1 sur toute la plage de 0.1 à 10 000 sec.

- 2.2 La Régie note que le Coordonnateur fournit les équations qui permettent de définir la courbe pour l'Interconnexion du Québec (référence (iii)) à partir de la figure 2 de la norme PRC-006-NPCC-2 (référence (ii)) et de l'annexe 1A de l'Annexe Québec de la norme PRC-006-3 pour la courbe de modélisation du déclenchement en sous-fréquence des groupes de l'Interconnexion du Québec (référence (iv)). Veuillez commenter la possibilité d'inclure à l'Annexe Québec de la norme PRC-006-NPCC-2 les équations présentées à la référence (iii), de façon similaire à l'annexe Québec de la norme PRC-006-3.

**R2.2**

Le Coordonnateur est d'avis que les modifications de forme, qui n'ont pas d'impact sur la compréhension de la norme, devrait suivre le processus indiqué à la pièce HQCF-1, document 4 du NPCC et de la NERC. Bien que le Coordonnateur ait ajouté les équations à l'annexe Québec de la norme PRC-006-3 suite à la DDR 1 de la Régie au dossier R-4025-2017, le Coordonnateur est d'avis que ce changement n'est pas nécessaire et souligne qu'aucun commentaire n'a été soulevé à cet effet par les entités en consultation publique. Il est à noter que la courbe est identique à celle de la norme PRC-024-1.

- 2.3 Selon vos réponses aux questions précédentes, veuillez déposer les textes revus de l'Annexe Québec de la norme PRC-006-NPCC-2.

**R2.3**

Voir réponse 2.2.

**Applicabilité de la norme aux installations  
du réseau de transport principal**

3. **Références :** (i) Pièce [B-0009](#) (norme PRC-006-NPCC-2);

(ii) Pièce [B-0011](#), annexe PRC-006-NPCC-2-QC-1, p. QC-1 de 3.

**Préambule :**

- (i) À la lecture de la norme PRC-006-NPCC-2, la Régie fait les constats suivants :
- Il n'existe aucune référence au *système de production-transport d'électricité (BES)* aux sections « B. Exigences et mesures », « C. Conformité » incluant le tableau pour le niveau de gravité de la non-conformité (VSL), « D. Différences régionales et « E. Documents connexes », « PRC-006-NPCC-2 – Annexe A », « PRC-006-NPCC-2 – Annexe B » et « PRC-006-NPCC-2 – Annexe C »
  - Il existe deux seules références au BES à la section « Justification » de la norme :

« Des changements importants dans les facteurs suivants pourraient obliger un coordonnateur de la planification à effectuer une nouvelle évaluation :

- *des changements dans le BES susceptibles de modifier la création d'îlots ou la sévérité des îlotages, comme la mise en place de nouvelles topologies de transport, la révision d'automatismes de protection ou l'ajout ou la révision d'automatismes de réseau ;*
- *les îlotages imprévus ;*
- *la répartition des charges actives et réactives (y compris des changements d'emplacement de délestages compensatoires) ;*
- *l'incapacité du propriétaire d'installation de transport ou du distributeur de mettre en oeuvre le programme de DSF en respectant les tolérances indiquées ;*
- *les caractéristiques des charges, en particulier des charges sensibles à la fréquence ;*
- *les reprises de charge automatiques ;*
- *la répartition géographique de la production ;*
- *les réglages de déclenchement de groupes de production ;*
- *la composition du parc de production, en particulier des équipements de production hors BES qui ne seraient pas soumis à des exigences de tenue aux excursions de fréquence ;*
- *la modélisation en régime dynamique de groupes de production ;*
- *la modélisation des compensatoires de puissance réactive dynamiques ;*
- *la modélisation en régime dynamique des lignes CCHT ».*

- (ii) Le Coordonnateur propose la disposition particulière suivante à la section « 4. Applicabilité » :

« La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau de transport principal (RTP). »

**Demandes :**

- 3.1 Considérant qu'aucune référence au BES n'existe dans le texte de la norme, outre à la section « Justification », veuillez expliquer en quoi l'ajout de la disposition particulière en référence (ii) est requis et pertinent.

**R3.1**

L'ajout de la disposition particulière est requis et pertinent, car il a pour effet de limiter l'application de la norme aux installations du RTP. Or, en retirant celle-ci, bien qu'il n'y ait pas de mention de BES dans les exigences, la norme s'appliquerait à la portée du BES tel que l'a retenu la Régie au paragraphe 54 de la décision D-2012-091. La disposition particulière est donc nécessaire pour limiter l'application de la norme aux installations sous la juridiction des entités fonctionnelles identifiées par la norme.

3.2 Veuillez illustrer le fonctionnement de la norme PRC-006-NPCC-2 avec la disposition particulière en référence (ii) et sans cette disposition, particulièrement dans le cas des changements importants dans les facteurs présentés à la section « Justification » (référence (i)).

**R3.2**

**Voir réponse 3.1.**

3.2.1. Veuillez préciser si l'ensemble du délestage en sous-fréquence automatique s'effectue uniquement sur des installations du réseau de transport principal (RTP) tel que sous-entendu en référence (ii). Veuillez élaborer.

**R3.2.1**

**Le délestage se fait sur la charge, or le Coordonnateur précise qu'aucune charge n'est RTP. En fait, le délestage en sous-fréquence (DSF) est effectué par les équipements des distributeurs (DP) participants au programme de DSF, et ce, que les équipements soient RTP ou non.**

3.3 Le cas échéant, veuillez déposer les textes revus de l'Annexe Québec de la norme PRC-006-NPCC-2.

**R3.3**

**Voir réponse 3.1.**

**Compréhension de certains éléments de la PRC-006-NPCC-2**

4. Références :
- (i) Pièce [B-0009](#), p. 3;
  - (ii) Pièce [B-0015](#), Annexe A – Annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC (en anglais), p. 4;
  - (iii) [Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité](#), p. 11.

**Préambule :**

(i) Le texte de l'exigence E9 et de la mesure M9 de la norme PRC-006-NPCC-2 se libelle comme suit :

« E9. Chaque distributeur et chaque propriétaire d'installation de transport doit, tous les ans (mais sans dépasser 15 mois entre les mises à jour), transmettre à son coordonnateur de la planification des documents indiquant la charge nette réelle qui aurait été délestée par les relais de DSF à chaque stade du programme de DSF. La charge nette réelle doit correspondre à la charge nette intégrée de la pointe horaire de l'entité pour l'année précédente, cette valeur étant déterminée par mesure ou par calcul de la charge passant par les interrupteurs dont les relais de DSF commanderaient l'ouverture. En l'absence de données de mesure, on peut utiliser des données obtenues par calcul.

[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

M9. Chaque distributeur et chaque propriétaire d'installation de transport doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des chiffriers ou d'autres documents datés qu'il a transmis à son coordonnateur de la planification et qui indiquent la valeur nette de la charge délestée et le pourcentage de la pointe de charge à chaque stade de son programme de DSF afin d'attester sa conformité avec l'exigence E9 ». [nous soulignons]

(ii) La Régie reproduit ci-dessous une des annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC :

M9. Each Distribution Provider and Transmission Owner shall provide evidence such as reports, spreadsheets or other dated documentation submitted to its Planning Coordinator that indicates the net amount of load shed and the percentage of its peak load at each stage of its UFLS program to demonstrate that it meets Requirement R9.

Commenté [GJ6]: Load that would have been shed

(iii) La définition du terme « charge » au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) est la suivante :

«  
1. Dispositif ou consommateur final qui reçoit de l'électricité du réseau électrique.  
2. Puissance consommée par un client. (voir Demande)

**(Load)**

Sources : 1. Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC).  
2. Direction - Contrôle des mouvements d'énergie (HQT)

»

**Demandes :**

La Régie note que la NERC n'utilise pas le terme « charge » tel que défini au Glossaire dans le cadre de la mesure M9, ce qui diffère de l'exigence E9 qui fait appel au terme « charge » tel que défini au Glossaire.

4.1 Veuillez expliquer en quoi consiste la « charge délestée » mentionnée à la mesure M9 (références (i) et (ii)). Veuillez également préciser si la notion de « charge délestée » fait référence à la définition du terme « charge » tel que défini au Glossaire (référence (iii)).

**R4.1**

**La charge délestée est la demande en puissance interrompue telle qu'identifiée dans le programme de DSF. Tel qu'identifié dans la norme originale, la notion de « charge délestée » ne fait pas référence à la définition du terme « charge », tel que défini au Glossaire. La traduction en français reproduit donc le même fait.**

- 4.2 Veuillez expliquer en quoi consiste le « pourcentage de la pointe de charge » (références (i) et (ii)). Veuillez également préciser si la notion de « pourcentage de la pointe de charge » fait référence à la définition du terme « charge » tel que défini au Glossaire (référence (iii)).

**R4.2**

**La pointe de charge est un important intrant dans la planification d'un réseau électrique et représente le maximum de la demande électrique dans l'année. Le pourcentage de la pointe de charge est une proportion de cette demande maximale. Tel qu'identifié dans la norme originale, le texte ne fait pas référence au terme au Glossaire. Ainsi, la traduction en français reproduit donc le même fait.**

- 4.3 Selon vos réponses aux questions précédentes, veuillez élaborer sur la pertinence de modifier le texte français de la mesure M9 de la norme PRC-006-NPCC-2.

**R4.3**

**Le texte français de la mesure M9 correspond au texte original de la norme en anglais en ce sens qu'il ne fait pas référence à la définition au Glossaire. Ainsi, le Coordonnateur est d'avis qu'il ne faut pas modifier le texte en français ou en anglais de manière à ne pas altérer la compréhension de la norme telle que développée par le NPCC et la NERC. Aussi, il n'y a aucune particularité technique ou réglementaire au Québec nécessitant un traitement différent des territoires voisins à cet égard.**

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0009](#), p. 4 et 5;
  - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 14;
  - (iii) Pièce [B-0015](#), Annexe A – Annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC (en anglais), p. 5.

**Préambule :**

- (i) Le texte de l'exigence E13 et de la mesure M13 de la norme PRC-006-NPCC-2 se libelle comme suit :

*« E13. Dans le cas des groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant le 1er juillet 2015, et dont la protection en sous-fréquence est réglée pour se déclencher à une valeur supérieure à la courbe appropriée de la figure 2 :*

*[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*

13.1. *Chaque propriétaire d'installation de production doit régler la protection en sous-fréquence pour qu'elle se déclenche à une fréquence aussi basse que possible compte tenu de la conception des centrales et des restrictions prévues dans les permis.*

13.2. *Chaque propriétaire d'installation de production doit communiquer à son coordonnateur de la planification les réglages existants de la protection en sous-fréquence et toute modification qui leur est apportée, ainsi que la justification technique des réglages.*

13.3. *Chaque coordonnateur de la planification de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes doit demander que soit assuré, par un distributeur ou un propriétaire d'installation de transport et conformément à l'annexe A, un délestage compensatoire suffisant pour compenser la perte de groupes de production dans le cas d'un déclenchement précoce à l'intérieur de l'îlot de DSF désigné par le coordonnateur de la planification à l'exigence E2.*

13.4. *Chaque propriétaire d'installation de production dans les zones de coordonnateur de la planification de l'ISO New England (ISO-NE) et du New York Independent System Operator (NYISO) doit demander que soit assuré, par un distributeur ou un propriétaire d'installation de transport et conformément à l'annexe B, un délestage suffisant pour compenser la perte de groupes de production dans le cas d'un déclenchement précoce à l'intérieur de l'îlot de DSF désigné par le coordonnateur de la planification à l'exigence E2.*

M13. *Chaque propriétaire d'installation de production ayant des groupes de production non nucléaire qui étaient en service avant le 1er juillet 2015 et dont les réglages de déclenchement en sousfréquence ne sont pas conformes à l'exigence E10 doit conserver des pièces justificatives, telles que des rapports, des chiffriers, des notes de service ou des documents datés, qui attestent sa conformité avec l'exigence E13 ».*

(ii) Le niveau de gravité de la non-conformité (VSL) pour l'exigence E13 est :

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E13.	Sans objet	Le propriétaire d'installation de production n'a pas communiqué au coordonnateur de la planification les réglages existants de la protection en sous-fréquence et toute modification qui leur est apportée, ainsi que la justification technique des réglages, conformément à l'alinéa 13.2 de l'exigence E13.	Le propriétaire d'installation de production n'a pas réglé la protection en sous-fréquence pour qu'elle se déclenche à une fréquence aussi basse que possible compte tenu de la conception des installations et des restrictions prévues dans les permis, conformément à l'alinéa 13.1 de l'exigence E13.	Le coordonnateur de la planification de l'Ontario, du Québec ou des provinces maritimes ou le propriétaire d'installation de production dans les zones de coordonnateur de la planification de l'ISO-NE et du NYISO n'a pas demandé que soit assuré un délestage compensatoire conformément à l'alinéa 13.3 de l'exigence E13.

- (iv) La Régie reproduit ci-dessous une des annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC :

M13. Each Generator Owner with existing non-nuclear units in service prior to July 1, 2015 which have underfrequency tripping that is not compliant with Requirement R10 shall provide evidence such as reports, spreadsheets, memorandum or dated documentation demonstrating that it meets Requirement R13.

**Commenté [GJ7]:** The PC should also be required to provide compliance with Part 13.3.

**Demandes :**

- 5.1 Considérant que le Coordonnateur de la planification au Québec est visé par l'exigence E13 mais qu'aucune mention dans la mesure M13 n'est faite à cet égard, veuillez préciser si, à votre compréhension, le Coordonnateur de la planification au Québec est tenu de respecter l'exigence E13 de la norme PRC-006-NPCC-2 d'ici à ce que le texte de la mesure M13 soit revu par la NERC. Veuillez justifier.

**R5.1**

**Les entités sont tenues de respecter les exigences indépendamment des mesures. Les mesures n'indiquent que les moyens par lesquels les entités peuvent documenter leurs conformités aux exigences. Les éléments de mesure, comme la M13, aident tant les entités que le surveillant à établir les moyens afin de démontrer la conformité à une exigence. Elles permettent ainsi d'évaluer le respect d'une exigence. L'absence d'une mesure liée à une exigence d'une norme soustrait pas l'entité à son obligation de respecter l'exigence. Le Coordonnateur de la planification doit se conformer à l'exigence E13. Si un surveillant lui demande de démontrer sa conformité, il y aura une certaine flexibilité de la part de l'entité et du surveillant quant au niveau de la documentation requise afin que l'entité puisse démontrer qu'elle est conforme.**

- 5.2 Veuillez également préciser si, à votre compréhension, le Coordonnateur de la planification au Québec est sujet à des sanctions en cas de VSL critique en vertu de l'alinéa 13.3 de l'exigence E13 de la norme PRC-006-NPCC-2. Veuillez justifier.

**R5.2**

**Les tableaux VSL, ou "violation severity level", représentent les différents niveaux de gravités liés à une non-conformité potentielle. Le surveillant évalue la sanction appropriée à la lumière de plusieurs facteurs, y compris le VSL. Le Coordonnateur de la planification serait donc sanctionnable en cas de VSL critique en vertu de l'alinéa 13.3, le cas échéant.**

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 6 et 7;
  - (ii) Pièce [B-0007](#), lettre reçue du NPCC (en anglais), p. 2 et 3;
  - (iii) Pièce [B-0007](#), lettre reçue de la NERC (en anglais), p. 1 et 2;
  - (iv) Pièce [B-0015](#), Annexe A – Annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC (en anglais), p. 1 à 23;

- (v) Document « [Regional Standard Processes Manual](#) » du NPCC (en anglais) (25 pages);
- (vi) Document « [Rules of Procedure](#) » de la NERC et du NPCC (en anglais) (476 pages), p. 1 et 5 et son annexe [Appendix 3A – Standard Processes Manual](#), p. 6.

**Préambule :**

- (i) Le Coordonnateur soumet :

*« Par ailleurs, le Coordonnateur souhaite souligner à la formation au dossier qu’il a constaté que des erreurs dans les références sont présentes dans la table de niveau de gravité de la non-conformité (VSL) (E4, E9 et E13, entre autres) ainsi qu’à l’annexe B. Selon les communications effectuées avec le NPCC, la correction des erreurs de références des VSL devra être identifiée comme des modifications significatives et non comme des errata. Voir les lettres transmises au Coordonnateur par le NPCC et par la NERC à la pièce HQCF-1, document 4.*

*Ainsi, toute modification de cette nature devrait suivre le processus complet de développement des normes du NPCC et être initiées par une demande « Regional Standard Authorization Request (RSAR) » et ne pourrait être traité à titre de simples coquilles et être modifiées conséquemment.*

*Pour ces raisons, le Coordonnateur indique qu’il n’est pas opportun de corriger les erreurs de référence, ci-haut mentionnées, dans l’annexe Québec. Il est important que la norme, telle qu’approuvée par le FERC, soit évaluée en considérant l’amélioration qu’elle apporte à la fiabilité du réseau. Le Coordonnateur comprend que toutes erreurs dans les références seront corrigées dans la prochaine version de la norme devant le NPCC ».*

- (ii) Dans la lettre reçue du NPCC, ce dernier soumet :

*« On May 26, 2020, Hydro-Québec TransÉnergie, in its Reliability Coordinator function, contacted NPCC to indicate that they identified stylistic changes, minor typos, grammatical issues and errors in the Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2, including the cross-referencing of requirements in the Violation Severity Levels (“VSL”) table. This notification was subsequent to all NERC and Federal Energy Regulatory Commission (“FERC”) approvals.*

*During NPCC’s consultation with NERC Legal in this matter, NERC indicated that for minor stylistic changes, minor typos, grammatical issues such as punctuation, etc., NERC is now holding them until the next revision of the standard and does not initiate the Errata Process. The Errata Process is now specifically used for issues where clear errors such as incorrect references, decimal points in the wrong place in numbers, etc. could affect the requirements and adversely impact reliability. NERC Legal also indicated that FERC approved the standard PRC-006-NPCC-2 with an RD docket “letter order” which means no notice of proposed rulemaking (“NOPR”) or further questions were raised by FERC prior to Commission approval. The standard’s reliability requirements are very clear, augment the NERC Underfrequency Load Shedding (“UFLS”) Continent-wide standard, add more stringent UFLS system and generator performance*

*requirements, and furthermore will support retirement of NPCC's Directory 12, which will contribute to the efficiency of UFLS study processes in Québec and the NPCC Region. It is important that the standard, like any other, be considered and adopted by the Régie based on the reliability merits. NERC Legal also indicated the standard has been filed with the other Provincial Governmental Authorities.*

*NPCC agrees the compliance related and stakeholder developed VSLs could be written more concisely. If an abundance of concern over a compliance related element warrants a revision, it would be classified as substantive, not errata, and developed through the NPCC standards development process. The process would begin with a Regional Standards Authorization Request ("RSAR") and take at least 18 months and as long as 24 months for all the requisite steps and approvals of stakeholders, NERC's Board of Trustees, and FERC. Also, it is important to note that VSLs are only used when there is a violation of a standard's requirement to help determine penalty and are a compliance element, not a reliability related one. The specificity added in this new version of the standard will further contribute to efficient studies of UFLS performance, full compliance, and benefit reliability of the Québec Interconnection.*

*In conclusion, NPCC encourages the consideration of the Régie de l'énergie to adopt the PRC-006-NPCC-2 "Automatic Underfrequency Load Shedding" based on the merits of its requirements and contribution to the reliability of Québec. NPCC will also archive the comments received by Hydro-Québec TransÉnergie regarding improvements for the next revision ».*

(iii) Dans la lettre reçue de la NERC, cette dernière soumet en page 1 :

*« As Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2, the standard was developed in accordance with the processes set forth in the Northeast Power Coordinating Council ("NPCC") Regional Standard Processes Manual and the NERC Rules of Procedure ». [notes de bas de page omises et reprises en références (v) et (vi)]*

En page 2, la NERC soumet :

*« On May 26, 2020, Hydro-Québec TransÉnergie, in its Reliability Coordinator function, contacted NPCC regarding stylistic changes, minor typos, grammatical issues, and errors in the Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2, especially the cross-referencing of requirements in the Violation Severity Levels (VSL) table, found while translating the standard.*

*Consequently, NPCC contacted NERC staff to discuss stylistic changes, minor typographical errors, grammatical issues, and other errors noticed in the Regional Reliability Standard PRC-006-NPCC-2 by Hydro-Québec TransÉnergie, acting in its Reliability Coordinator function. NERC indicated to NPCC that minor stylistic changes, minor typographical errors, or minor grammatical issues not impacting reliability typically are held until the next revision of the standard. As such, these types of minor revisions would not go through the NERC errata process. While facts and circumstances may vary, the errata process is usually only used for issues where clear errors, such as incorrect references or decimal points in the wrong place in numbers, etc., could affect the requirements and impact reliability. NERC also indicated that FERC approved PRC-006-NPCC-2 with a delegated "letter order" without issuing a notice of proposed*

*rulemaking. This means that FERC determined not to initiate a rulemaking process to propose revisions to the standard and approved the standard as submitted. As a result, NERC requests the Régie consider PRC-006-NPCC-2 based on the reliability merits of the standard ».*

- (iv) À partir des annotations de la norme PRC-006-NPCC-2 envoyées au NPCC, la Régie dresse ci-dessous le bilan des incohérences qui lui paraissent les plus importantes par section en ce qu'elles ne relèvent pas uniquement de la forme:

Section « B. Exigences et mesures »

- En page 4 : Mesure M9, « load shed » est commenté comme « Load that would have been shed »;
- En page 5 : Mesure M13, « each Generator Owner » est commenté comme « The PC should also be required to provide compliance with Part 13.3 »

Section « C. Compliance »

- En page 9 : plusieurs incohérences identifiées à la section « 1.2 Evidence Retention »;
- En page 10 : il est indiqué que le texte correspondant au niveau de gravité de la non-conformité pour l'exigence E4 doit être réécrit;
- En page 12 : il est indiqué qu'il y a une référence erronée à l'exigence E11 dans le cadre du niveau de gravité de la non-conformité pour l'exigence E9;

Annexe PRC-006-NPCC-2 – Annexe A (critères de délestage compensatoire pour l'Ontario, le Québec et les provinces maritimes)

- En page 17 : l'alinéa 2.2 devrait référer à l'exigence E3 et non à l'exigence E4;
- En page 17 : l'alinéa 2.3 semble référer au tableau de la version 1 de la norme qui n'a pas été reconduit dans la version 2;

D'autres coquilles sont également présentes à l'annexe PRC-006-NPCC-2 – Annexe B ainsi qu'à la section « Justification ».

- (v) La NERC réfère dans sa correspondance au document « Regional Standard processes manual » du NPCC qui établit le processus selon lequel les normes de fiabilité du NPCC sont développées, approuvées, révisées, clarifiées et retirées.
- (vi) La NERC réfère dans sa correspondance au document « Rules of procedure » (« ROP ») dont l'applicabilité est décrite en page 1 :

*« NERC and NERC Members shall comply with these Rules of Procedure. Each Regional Entity shall comply with these Rules of Procedure as applicable to functions delegated to the Regional Entity by NERC or as required by an Applicable Governmental Authority or as otherwise provided.*

*Each Bulk Power System owner, operator, and user shall comply with all Rules of Procedure of NERC that are made applicable to such entities by approval pursuant to applicable legislation or regulation, or pursuant to agreement.*

*Any entity that is unable to comply or that is not in compliance with a NERC Rule of Procedure shall immediately notify NERC in writing, stating the Rule of Procedure of concern and the reason for not being able to comply with the Rule of Procedure ».*

La Régie note qu'en [page 5](#), il est indiqué ce qui suit à l'égard des principes essentiels pour le développement des normes de fiabilité :

*« NERC shall develop Reliability Standards in accordance with the NERC Standard Processes Manual, which is incorporated into these Rules of Procedure as Appendix 3A. »*

La Régie note qu'en [page 6](#) de l'annexe « 3A – Standard Processes Manual » du ROP il est indiqué ce qui suit :

*« The only mandatory and enforceable components of a Reliability Standard are the: (1) applicability, (2) Requirements, and the (3) effective dates. The additional components are included in the Reliability Standard for informational purposes and to provide guidance to Functional Entities concerning how compliance will be assessed by the Compliance Enforcement Authority ».*

#### **Demandes :**

6.1 La Régie comprend que, selon la NERC (référence (vi)), les seules composantes d'une norme de fiabilité qui sont obligatoires et qui font l'objet de surveillance sont : (1) l'applicabilité, (2) les exigences et (3) les dates d'entrée en vigueur / dates de mise en application. Veuillez confirmer si cette compréhension est exacte.

6.1.1. Veuillez aussi préciser si cette compréhension est tout aussi valide au Québec, compte tenu du contexte légal actuellement en place. Veuillez justifier.

#### **R6.1**

**Le Coordonnateur le confirme. Les composantes obligatoires d'une norme de fiabilité sont l'applicabilité, les dates d'entrée en vigueur et de mise en application ainsi que les exigences et tout élément attendant (p.ex. annexe prescriptive).**

**Le Coordonnateur rappelle que l'article 85.4 de la LRÉ précise que « La Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement, conclure une entente avec un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité [...] le développement des**

normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec » (nous soulignons).  
À cet effet, la Régie a conclu une telle entente qui prévoit que :

« La NERC et le NPCC s'engagent à développer conformément à leurs procédures respectives, soit la NERC Reliability Standards Development Procedure et la NPCC Regional Reliability Standards Development Procedure, des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec » (nous soulignons).

Dans ce contexte, la compréhension de la Régie à l'effet que les composantes obligatoires, et non-obligatoires, des normes de fiabilité sont les mêmes en Amérique du nord, incluant le Québec, est valide.

Le Coordonnateur souligne que les lettres du NPCC et de la NERC sont d'ailleurs à l'effet que les pratiques en la matière en Amérique du nord sont aussi applicables au Québec.

#### R6.1.1

Voir la réponse 6.1.

6.2 La Régie comprend que, selon la NERC (référence (vi)), les éléments additionnels présents dans les normes de fiabilité sont inclus à titre d'information et fournissent l'orientation aux entités fonctionnelles à l'égard de la façon dont la surveillance sera réalisée. Veuillez confirmer si cette compréhension est exacte.

6.2.1. Veuillez aussi préciser si cette compréhension est tout aussi valide au Québec, compte tenu du contexte légal actuellement en place. Veuillez justifier.

#### R6.2

Voir également réponse 6.1.

Il existe plusieurs éléments additionnels dans les normes de fiabilité qui ne sont pas obligatoires. Comme mentionné plus haut, les mesures aident aussi bien les entités que le surveillant à établir les moyens pour évaluer le respect d'une exigence. Les VSL et VRF aident tant les entités que le surveillant à établir la sanction possible en cas de non-conformité potentielle. Les justifications, explications et interprétations peuvent aussi aider l'entité à interpréter une exigence ou à suivre une approche pour se conformer à la norme. Le surveillant peut également utiliser ces dernières pour interpréter la norme si nécessaire aux fins de vérification de la conformité.

Ces éléments additionnels qui ne sont pas obligatoires fournissent un contexte pour les éléments obligatoires d'une norme, sans pour autant obliger une entité ou un surveillant à devoir entreprendre une action spécifique, au risque d'octroi d'une sanction.

**Les éléments contextuels présents dans les normes ont le même rôle au Québec qu'ailleurs en Amérique du Nord.**

**R6.2.1**

**Voir la réponse R6.2.**

6.3 Considérant les nombreuses incohérences présentes dans la version anglaise de la norme PRC-006-NPCC-2 (référence (iv)), veuillez expliquer, selon votre compréhension, de quelle façon les différentes entités devraient interpréter la norme, en vous appuyant sur vos réponses aux deux questions précédentes.

6.3.1. Veuillez particulièrement élaborer sur la façon d'interpréter adéquatement la norme lors de la présence d'incohérences entre :

- Certaines des exigences de la section « B. Exigences et mesures » et les mesures présentes à cette même section;
- Certaines des exigences et mesures de la section « B. Exigences et mesures » et les mesures ainsi que le texte relatif au niveau de gravité de la non-conformité à certaines exigences présentes à la section « C. Conformité » et au tableau « Niveau de gravité de la non-conformité »;
- Certaines des exigences de la section « B. Exigences et mesures » et l'information contenue à l'annexe A de la PRC-006-NPCC-2;
- Une des exigences de la section « B. Exigences et mesures » qui ne correspond pas avec l'exigence référée à la section « Justification ».

6.3.2. Le cas échéant, veuillez préciser si, selon la compréhension du Coordonnateur, les incohérences en référence (iv) relèvent uniquement de la forme ou si le Coordonnateur estime qu'elles auront des impacts sur l'interprétation et la compréhension de la norme par les entités. Veuillez expliquer.

**R6.3**

**Voir réponses 6.1 et 6.2.**

**Le Coordonnateur est d'avis que cette norme devrait être interprétée comme c'est le cas partout dans la zone du NPCC. Le Coordonnateur souligne également qu'aucune entité n'a émis de préoccupations quant à l'interprétation de la norme, dont les aspects mentionnés dans la question, durant la consultation publique.**

**D'ailleurs, une entité a toujours l'opportunité de demander une interprétation formelle à l'organisation qui développe une norme, au besoin, selon le processus en place.**

Le Coordonnateur appuie les avis du NPCC et de la NERC à l'effet que les incohérences en référence (iv) ne sont que de forme ou n'ont aucun impact sur la fiabilité. Tout comme énoncé dans les lettres du NPCC et la NERC aux références (ii) et (iii), le Coordonnateur est d'avis que les normes devraient être adoptées telles que déposées dans la mesure que les incohérences n'ont pas d'impact sur l'interprétation des exigences en ce qui a trait à la fiabilité. Il est donc préférable d'avoir une norme en vigueur malgré les problèmes de forme vu l'objectif de la fiabilité.

**R6.3.1**

Voir la réponse R6.3.

**R6.3.2**

Voir la réponse R6.3.

7. **Référence :** Pièce [B-0015](#), p. 14.

**Préambule :**

Le Coordonnateur explique pourquoi le tableau des paramètres du programme de DSF de l'Interconnexion du Québec n'apparaît pas à la norme PRC-006-NPCC-2 :

*« Étant donné que le programme DSF de HQT est différent de celui des autres entités du NPCC et que D.A.3 de la norme PRC-006-3 exige le coordonnateur de la planification à notifier les entités DSF dans sa zone, il a été jugé que le tableau des paramètres du programme DSF pour l'interconnexion du Québec pouvait être retiré de la PRC-006-NPCC-2. Ceci simplifie le processus lors d'une modification potentielle du programme DSF et diminue les chances d'une non-conformité. » [nous soulignons]*

**Demande :**

7.1 Selon la référence, veuillez préciser de quels types de non-conformités le Coordonnateur cherche-t-il à soustraire des entités.

7.1.1. Veuillez préciser quelles entités, en plus du Transporteur, seraient possiblement soustraites à ces non-conformités.

**R7.1**

**Il importe de préciser que l'objectif du Coordonnateur n'est pas de soustraire une entité de certaines non-conformités potentielles. L'objectif du Coordonnateur est de s'assurer qu'un changement au programme de DSF ne puisse pas entraîner une non-conformité du fait d'incohérence avec la norme qui tarderait à changer en raison des délais**

réglementaires inhérents. Il est donc préférable de maintenir les paramètres du programme de DSF à un seul endroit, uniquement là où cela est pertinent et nécessaire.

Durant le développement de la norme, il a été décidé d'afficher les paramètres du programme DSF des entités du NPCC faisant partie de l'Interconnexion de l'Est directement dans la norme étant donné que celles-ci utilisent toutes le même programme. Ainsi, la présence du programme directement dans la norme permettait d'uniformiser l'information et d'en faire une référence pour toutes les parties prenantes.

Cependant, cette pratique comporte un enjeu. Tel qu'exigé par E.4 de la norme PRC-006-3 (D.A.4 pour l'interconnexion du Québec), chaque coordonnateur de la planification doit évaluer la conception de son programme DSF au moins une fois tous les cinq ans. Si l'évaluation démontre que le programme n'est pas en mesure de satisfaire les exigences de performance, la conception d'un nouveau programme sera alors nécessaire. Ainsi, une modification de la norme PRC-006-NPCC-2 devra donc suivre, afin d'ajouter les tableaux à jour dans l'annexe C. Cette pratique comporte un risque de non-conformité à E.3 de la PRC-006-NPCC-2, car les entités DSF devront mettre en œuvre l'implantation du nouveau programme, tel que spécifié par PRC-006-3 E.4, alors que les tableaux n'auront pas encore été mis-à-jour dans l'annexe C de la PRC-006-NPCC-2.

Une telle situation a été vécue chez HQT lors de la dernière modification du programme DSF (étude approuvée le 2 décembre 2014 par le NPCC). Les nouveaux réglages ont été implantés en novembre 2015. Ainsi, HQT ne respectait plus le programme inscrit à la norme PRC-006-NPCC-1. En effet, HQT ne pouvait pas simultanément répondre aux exigences de performance du DSF dictées par la norme PRC-006-2 et au programme figé de la norme PRC-006-NPCC-1.

Étant donné que le programme DSF de HQT est différent de celui des autres entités du NPCC et que D.A.3 de la norme PRC-006-3 exige que le coordonnateur de la planification notifie les entités DSF dans sa zone, il a été jugé que le tableau des paramètres du programme DSF pour l'interconnexion du Québec pouvait être retiré de la PRC-006-NPCC-2. Ceci simplifie le processus lors d'une modification potentielle du programme DSF, diminue les chances d'une non-conformité et est sans risque pour la fiabilité.