

**Project QC-2015-01
Responses to comments received during the first consultation period**

September 2015

This document provides a summary of the comments presented by the entities, as they were received and in the language used by them during the first consultation period concerning Project QC-2015-01.

Document	Section	Comment	Entity	Response from Reliability Coordinator
FAC-003-3	E6	<p>L'expérience de RTA depuis plus de 15 ans démontre, sur les deux lignes 345 kV qui la concerne, que selon son programme de maîtrise de la végétation une inspection de contrôle aux trois ans est suffisante, considérant le type de végétation et la localisation nordique de ces lignes. Par conséquent RTA ne trouve pas raisonnable la fréquence annuelle imposée. La localisation de ces lignes n'est pas du tout dans le même contexte que la moyenne des lignes de l'Amérique du Nord tel que mentionné dans l'extrait ici-bas. La norme devrait laisser place à considérer les facteurs locaux et environnementaux qui pourraient justifier des inspections moins fréquentes au même titre que plus fréquentes comme ici-bas.</p> <p>Extrait de la justification de E6: "Cette exigence établit une fréquence minimum de contrôle de la végétation d'au moins une fois par année civile avec pas plus de 18 mois entre les inspections de la même emprise. Basé sur les taux de croissance moyens à travers l'Amérique du Nord et sur les pratiques courantes dans les services publics, cette fréquence minimale est raisonnable. Les propriétaires d'installation de transport doivent considérer les facteurs locaux et environnementaux qui pourraient justifier des inspections plus fréquentes."</p>	RTA	Your comment will be taken into consideration.
MOD-025-2	E1, E2, E3	<p>Via l'exigence E13 de la norme TOP-002-2.1b, le TOP ou le BA (HQT au Québec) demande déjà des essais exhaustifs de vérification de capacité des groupes de production en puissance active et réactive dans sa procédure IQ-P-001.</p> <p>Par conséquent, il faudrait un arrimage entre la MOD-025-2 et la procédure IQ-P-001 afin qu'il n'y ait pas doublage des essais ou des demandes. À ce jour la procédure IQ-P-001 semble plus exigeante que la norme MOD-025-2 et diffère dans la méthodologie d'essai. Il semble même raisonnable de se demander si l'exigence E13 de la TOP-002-2.1b ne devrait pas être éliminée suivant l'adoption de la MOD-025-2.</p>	RTA	<p>The IQ-P-001 procedure will be reviewed before the MOD-025-2 effective date.</p> <p>Moreover, during the review of the TOP family of standards, the NERC replaced requirement R13 with requirement R2 of TOP-001-3 and requirements R2 and R5 of TOP-003-3. These standards will be proposed in a future public consultation project.</p>
MOD-026-1	R3 (first bullet)	<p>The first bullet requires GOs to provide written response to TP if notified by the TP that the model is not usable as per criteria specified in R6</p> <p>It is not clear what is GO supposed to do or comment on in such case (the response could simply be: "We are sorry but the model was usable in our software").</p> <p>GOs (or a consultant) would most likely use off-the-shelf power system analysis software different from the TP's software. In addition, GO (or a consultant) would not be able to model the power system to the level of detail implemented in the TPs power system analysis software.</p> <p>GOs cannot and should not be held accountable for performance of TPs' power system models and simulation software.</p> <p>If the GO submits documentation in accordance with R2, and in particular with R2.1.1 verifying that the model response matches the actual unit response, the GO's compliance obligations should be fulfilled.</p>	TransCanada	The modeling data is part of the requirements for the connection of generation facilities to the Hydro Québec system. The GO must provide models acceptable to the TP (R2.1).

MOD-026-1	R6	This requirement appears redundant as discussed in the third comment. There is no point for TP to inform GO that the TP's model is not useable.	TransCanada	See the response for requirement R3.
MOD-027-1	R3 (first bullet)	Similar to the comment above.	TransCanada	See response for requirement R3.
MOD-027-1	R5	Similar to comment above.	TransCanada	See response for requirement R3.
MOD-032-1	Générale	Contrairement à la MOD-013, cette norme ne mentionne pas l'année de mise en service des alternateurs comme élément déclencheur pour la fourniture des caractéristiques mesurées de ces derniers. Ceci pourrait nous obliger de faire des essais sur de vieux groupes. Une précision devrait être apportée à la norme MOD-032-1 (ou à son annexe Québec), afin de stipuler que les données exigées par le Coordonnateur de la planification ne peuvent viser que les installations construites ou réfectionnées après 1990, comme la MOD-013-1 le prévoit actuellement.	HQP	The elimination of the commissioning year responds to a FERC order (Order 693, paragraph 1197).
PRC-005-2	Général	Pour le NERC, c'est la PRC-005-3(i) qui est en vigueur. Quel est l'impact?	HQP	The PRC-005-3(i)'s effective date in the United States is April 1, 2016. The PRC-005-2 is currently in effect. The most recent version approved by FERC will be proposed in a future public consultation project.
PRC-005-2	Annexe A	Les encadrés en bleu pour les définitions "segment" et "événements dénombrables" sont incomplets	HQP	The Coordinator will integrate the proposed comment into the section of the mentioned document.
PRC-005-2	Annexe QC-PRC-005-2 A.3	Inscrire directement dans l'objet de l'Annexe Québec que c'est le réseau BULK qui est couvert.	HQP	A specific provision exists stating that the standard applies only to facilities of the Bulk Power System.
PRC-006-NPCC-1	Applicabilité	La norme PRC-006-1 en consultation dans le dossier QC-2012-01 s'applique aux Propriétaires d'installations de transport et aux distributeurs désignés par le Coordonnateur de la planification. Jusqu'à maintenant RTA n'a jamais été désigné par le Coordonnateur de la planification. Maintenant, la norme PRC-006_NPCC-1 vient assujettir tous les distributeurs et propriétaires d'installations de transport sans distinction. Une disposition particulière devrait être ajoutée à l'annexe Québec afin de respecter le champs d'application de la norme de la NERC PRC-006-1. De plus, si RTA doit déléster ces charges (Aluminerie) cela est contraire aux ententes passées et actuelles entre RTA et HQ, et pourrait entraîner des coûts et pertes de plusieurs centaines de millions de \$. Les charges de RTA sont très fragiles aux arrêts non planifiés.	RTA	Only Hydro Québec TransÉnergie has equipment that is part of an underfrequency load shedding program. No other entity is subject to such a program. The Coordinator will add a special provision to the Québec appendix to clarify the applicability of the standard.
PRC-019-1	Général	Pour le NERC, c'est la version 2 qui est en vigueur. Quel est l'impact?	HQP	The most recent version approved by FERC will be proposed in a future public consultation project.
PRC-019-1	E1 et E2	L'exigence E1 précise que la coordination doit être réalisée à intervalles d'au plus cinq années civiles tandis que la révision des réglages et l'entretien des équipements se font aux six ans selon la norme PRC-005, Tableaux 1-1 à 1-5, Tableau 2 et Tableau 3. Il serait opportun d'arrimer les deux intervalles de temps pour coordonner le travail et éviter de maintenir deux listes de travaux.	HQP	This comment was brought to the NERC drafting team. The drafting team rejected the comment, indicating that they believed that five years was a more appropriate interval for this review as they believe the GO will want to verify this coordination prior to performing the work. Moreover, FERC approved the standard with an interval of 5 years.

PRC-023-3	4.1.2	This standard should not be applicable to GOs. All Protection Systems owned by GOs that are susceptible to overloading are covered by PRC-025-1. Protection Systems associated with circuits defined in 4.2.1 (4.2.1.1 and 4.2.1.4 to be specific) would never be owned by GOs under any actual ownership arrangement implemented in practice.	TransCanada	The standard specifies only GO with load-responsive phase protection systems as described in PRC-023-3 - Attachment A.
PRC-023-3	4.2.1	Subsections 4.2.1.2, 4.2.1.3, 4.2.1.5 and 4.2.1.6 are redundant and may be confusing. Their content is captured clearly and succinctly in 4.2.2. These subsections should be removed (or grayed out).	TransCanada	These subsections provide details necessary for establishing the scope of the standard. The Coordinator will not integrate the proposed modifications.
PRC-024-1	Général	Pour le NERC, c'est la version 2 qui est en vigueur. Quel est l'impact?	HQP	The most recent version approved by FERC will be proposed in a future public consultation project.
PRC-024-1	Section 1	On devrait lire "fonctionnement des systèmes de protection de groupe de production" au lieu de "fonctionnement des systèmes de production de groupe de production"	HQP	The Coordinator will integrate the proposed comment into the section of the mentioned document.
PRC-025-1	Annexe 1	On devrait lire "qu'ils n'opèrent pas et ne se déclenchent pas" au lieu de "qu'ils n'opèrent pas se déclenchent pas"	HQP	The Coordinator will integrate the proposed comment into the section of the mentioned document.
INT-004-3	R1, R2	I realize that there aren't currently any reliability standards in Quebec applicable to PSEs, but I am wondering what Quebec plans to do regarding the recent approval by FERC to eliminate the functional category of Purchasing-Selling Entities from the NERC compliance registry and related compliance obligations. The reliability regions in the US have begun the deactivation / deregistration process – see attached example from MRO. I am interested to know whether Quebec has considered how it intends to implement these changes and the timeline involved.	Shell Energy	The Coordinator recently filed a request (R-3936-2015) to remove the functions of Purchasing-Selling Entity (PSE) and Interchange Authority (IA).