



Présentation de la version révisée du *Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec*

Webinaire Sensibilisation à la conformité

Novembre 2021



Plan de la présentation

1. Régime obligatoire de normes de fiabilité au Québec - Élément déclencheur et le portrait actuel
2. Présentation de la version révisée du Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (PSCAQ)
3. Rappels importants :
 - quant à la liste des personnes-ressources et quant à la liste des utilisateurs du SSCQ*
 - quant à l'obligation des entités visées de déclarer des non-conformités
4. Étapes à franchir
5. Période de questions

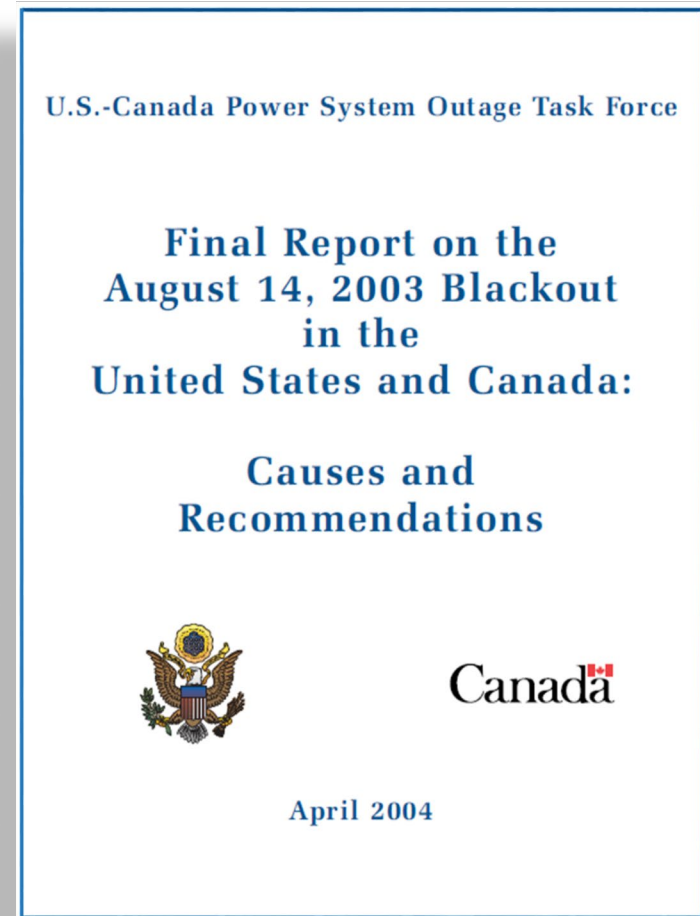
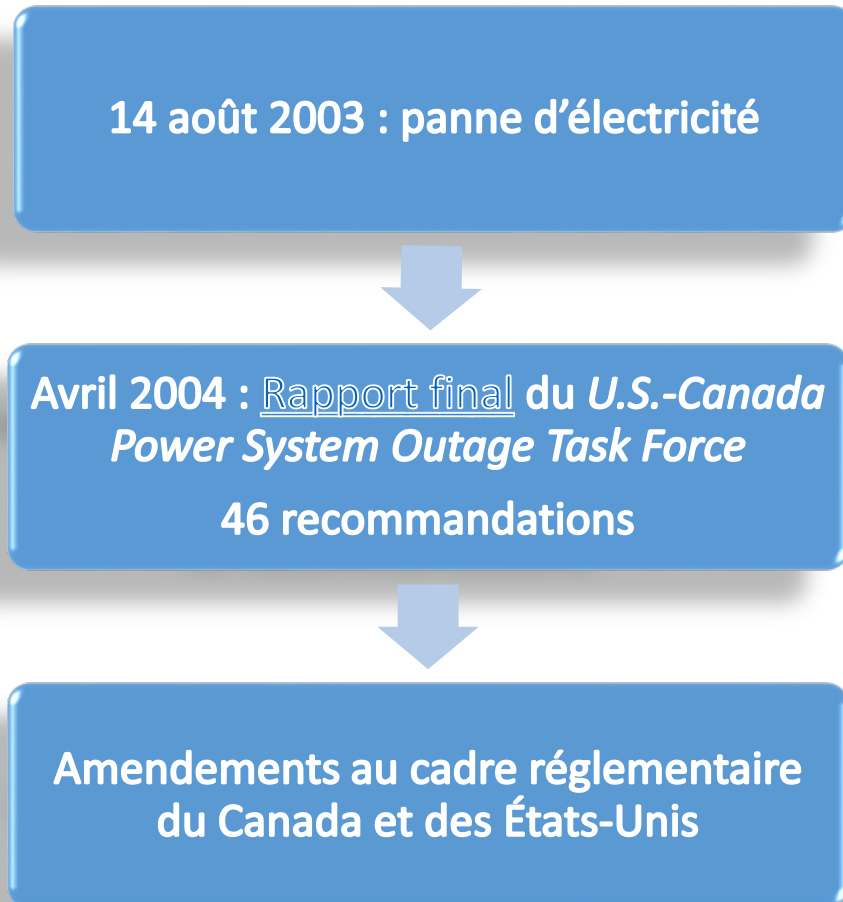
Objectif : Présenter les objectifs du régime obligatoire et la version révisée du document d'encadrement, le PSCAQ, servant à la mise en œuvre du régime

*SSCQ - *Système de Surveillance de la Conformité au Québec*



1. Régime obligatoire de normes de fiabilité au Québec

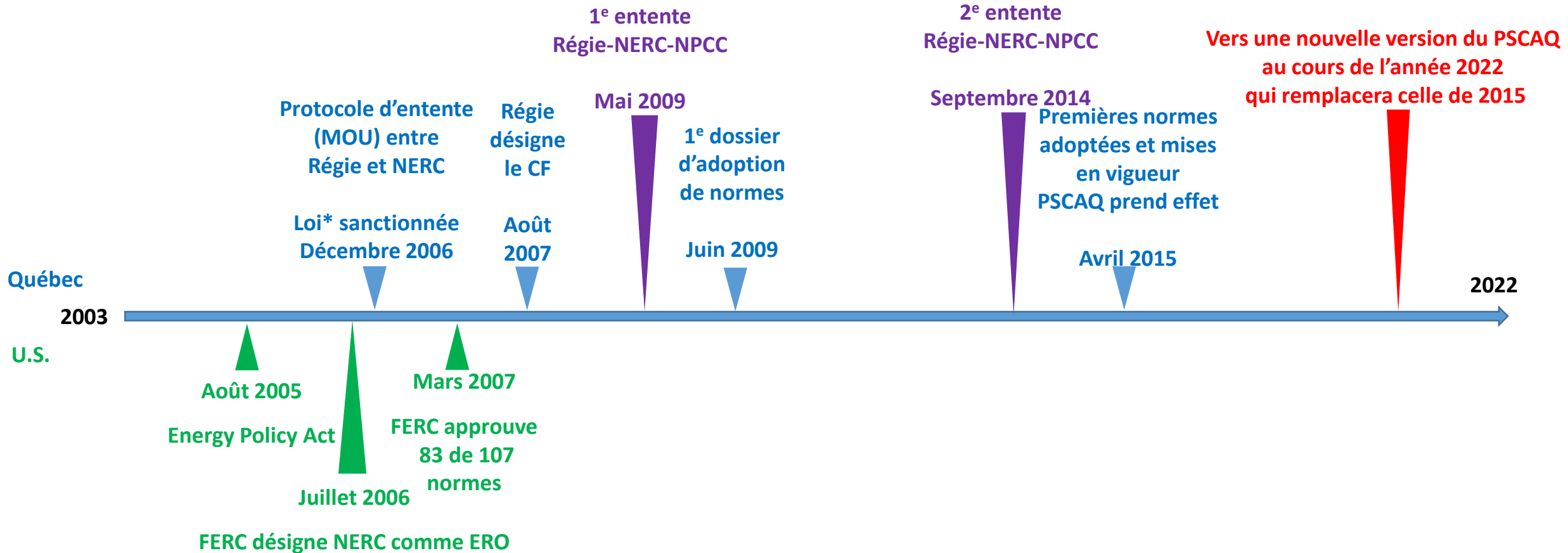
Élément déclencheur





1. Régime obligatoire de normes de fiabilité au Québec

Jalons dans le temps depuis 2003



*Loi sur la Régie de l'énergie (CQLR, c. R-6.01)



1. Régime obligatoire de normes de fiabilité au Québec

Portrait actuel du régime obligatoire :

70 normes de fiabilité

31 entités visées

5 décisions d'application

Objectifs du régime obligatoire :

- réduire la probabilité qu'une panne d'électricité majeure se produise sur le réseau de transport;
- inciter les entités visées à développer une culture de conformité axée sur le respect des normes de fiabilité mais également sur l'identification, la déclaration et la mise en œuvre des mesures pour remédier à une non-conformité découverte afin de préserver la fiabilité du réseau de transport.



2. Présentation de la version révisée du PSCAQ

Principaux changements au PSCAQ qui affecteront les entités visées :

- Article 1.1 – Mise à jour du PSCAQ
 - ✓ La révision du PSCAQ n'est plus liée à la mise à jour de l'entente ainsi les changements pourraient s'intégrer et s'effectuer plus rapidement.
- Article 1.2 – Définitions
 - ✓ Des clarifications quant à la computations des délais et des dates d'échéance, ajout des jours fériés, retrait du processus de rapport par exception.



2. Présentation de la version révisée du PSCAQ

Principaux changements au PSCAQ qui affecteront les entités visées :

- Article 3.1 – Audits de conformité
 - ✓ Consultation des entités visées relative à l'échéancier d'audit spécifique à l'entité visée, choix quant aux audits sur place ou hors site - tel que jugé approprié par le NPCC, clarifications quant à la portée de l'audit, suppression des délais mentionnés aux notes de bas de page et augmentation du délai entre la réception de l'avis d'audit et le début de l'audit (105 jours au lieu de 90);
 - ✓ Dans le cas d'audit de conformité visant les normes CIP: il n'y a pas de rapport public.
- Article 3.2 – Déclarations sur la conformité
 - ✓ Les déclarations sur la conformité s'effectueront soit sous la forme de déclarations sur la conformité ciblées (pièces justificatives à déposer) soit traditionnelles (formulaire avec des cases à cocher). À la fin du processus de déclaration sur la conformité ciblée, une lettre sommaire détaillant les résultats est transmise par le NPCC à l'entité visée.



2. Présentation de la version révisée du PSCAQ

Principaux changements au PSCAQ qui affecteront les entités visées :

- Article 3.4 – Enquête de conformité
 - ✓ Publication de la décision de la Régie dans certaines conditions – l’obligation de l’entité visée de demander le traitement confidentiel est toujours valable.
- Article 3.8 – Évaluation préliminaire
 - ✓ L’étape administrative qui sert à aviser l’entité que le NPCC a pris connaissance de la déclaration de non-conformité, qu’un numéro a été attribué à celle-ci et que l’entité doit conserver toutes les pièces justificatives.
- Articles 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 et 3.6
 - ✓ Pour une meilleure séparation entre les processus de surveillance et ceux d’application: à la fin d’un processus de surveillance, aucune mention n’est faite en ce qui a trait à la transmission d’un avis de non-conformité par le NPCC; ce dernier procédera conformément à l’article 5.



2. Présentation de la version révisée du PSCAQ

Principaux changements au PSCAQ qui affecteront les entités visées :

- Article 5.1 – Signification d'un avis de non-conformité possible à une entité visée
 - ✓ Étape intermédiaire avant que l'avis de non-conformité ne soit transmis à l'entité; cette dernière est ainsi avisée que la non-conformité ne se prête pas au traitement par procédure simplifiée.
- Article 5.3 – Réponse de l'entité visée
 - ✓ À la suite de la signification d'un avis de non-conformité à une entité visée et en cas d'absence de réponse de l'entité, la décision de la Régie lui est transmise.
- Article 6.4 – Soumission du plan de redressement
 - ✓ La soumission d'un plan de redressement par l'entité se fait à la demande de la Régie et du NPCC, à l'exception des cas où les mesures de redressement doivent être complétées dans un délai d'au moins six mois à compter de la date de dépôt de la non-conformité.



3. Rappels importants

Personnes-ressources vs. utilisateurs du SSCQ

- Article 2 – Registre des entités visées
 - ✓ Fournir les coordonnées des personnes-ressources et toute mise à jour subséquente (changement de courriel, nouveau domaine, nom de l'entité, départ d'une personne-ressource, etc.)
- Système de Surveillance de la Conformité au Québec (SSCQ)
 - ✓ pour l'ajout de nouveaux utilisateurs : la **1^e personne-ressource** transmet leurs noms et courriels;
 - ✓ pour des changements à la liste des utilisateurs : la **1^e personne-ressource** transmet les demandes de mise à jour (ou la **2^e personne-ressource** en cas de départ de la 1^e personne-ressource).



3. Rappels importants

Déclaration de non-conformité

- Article 3.5 – Déclaration de non-conformité

Les entités visées sont incitées à déposer une déclaration de non-conformité dès qu'elles constatent :

- (i) qu'elles ne se conforment pas, ou pourraient ne pas s'être conformées, à une norme de fiabilité, ou;
- (ii) qu'un changement est intervenu dans la gravité des faits relatés dans une déclaration déjà déposée.

- ✓ Ne pas tarder à déclarer une non-conformité (six mois ou plus après l'avoir découverte) dans le but d'assembler plusieurs situations dans une seule déclaration de non-conformité.
- ✓ Nouvelle entité visée par les normes: elle sera **auditée** un an après qu'elle soit sujette aux normes.
- ✓ Changement de nom ou de propriétaire, l'obligation de se conformer aux normes :
 - demeure bien que l'entité change de nom ;
 - est reprise par le nouveau propriétaire dès le moment de l'acquisition de l'installation.



4. Étapes à franchir

- Dépôt de la trousse comprenant l'entente et le PSCAQ révisé auprès du gouvernement afin que ce dernier donne son autorisation pour la signature de l'entente amendée.
- Signature de l'entente par la Régie, la NERC et le NPCC; l'entente stipule que le PSCAQ peut être modifié de temps en temps par les parties à l'entente et mis en vigueur à une date convenue.
- Publication de l'entente signée et du PSCAQ révisé à la section surveillance du site internet de la Régie.



5. Période de questions

Merci de votre attention !

NPCC Remote Audits Lessons Learned

Michael Bilheimer, NPCC,

Senior CIP Analyst

Québec

Webinaire d'automne – Sensibilisation à la conformité

Virtual Audits

Due to COVID-19, On-site audits are conducted through virtual/remote methods

NERC guidance has suspended on-site activity until (TBD)

Virtual Audits are conducted as closely as possible to an on-site audit via WebEx

Preparation is key to a successful outcome



Quebec Specific Virtual Audits



Audits and Self-Certification will continue to be remote.



Audits and Self-Certification will be conducted through the SSCQ.



Most Quebec entities audits will be conducted through data requests

What should I expect?



Image: <https://thecustomboxesuk.files.wordpress.com/2017/09/what-to-expect-e1506074802292.jpg>

- A virtual audit will typically be the same duration as an on-site audit.
 - If additional time is needed, NPCC will coordinate mutually agreed upon dates to complete the audit.
- A virtual audit will occur during the same week as the previously scheduled on-site audit.
- Pre-audit activities will be the same for a virtual and on-site audit.
- O&P and CIP interviews will occur concurrently.
- A virtual pre-audit cyber inspection, if applicable.

Image: <https://www.alcumusgroup.com/getattachment/1c65e3ba-65e4-4651-b287-8525790a564e/5-Tips-For-Preparing-For-Your-Remote-Audit>

What do I need to make sure I am ready?

- Ensure you are familiar with WebEx prior to your audit to avoid unnecessary delays.
- Confirm audio and internet connections work.
 - NPCC can schedule a test WebEx session before your audit week to test connections, audio, screen sharing.
- Establish how you will caucus – in person, virtually, or teleconference
 - Keep in mind any SMEs participating remotely.

WebEx Guidelines



All participants should mute their mic when not speaking



To interact, unmute and ask or respond to questions



Pause a moment before speaking to prevent talking over each other



Turn on video when speaking in interviews



When a question is heard it should be acknowledged if a response will not be right away



Use three-point communication for finer details

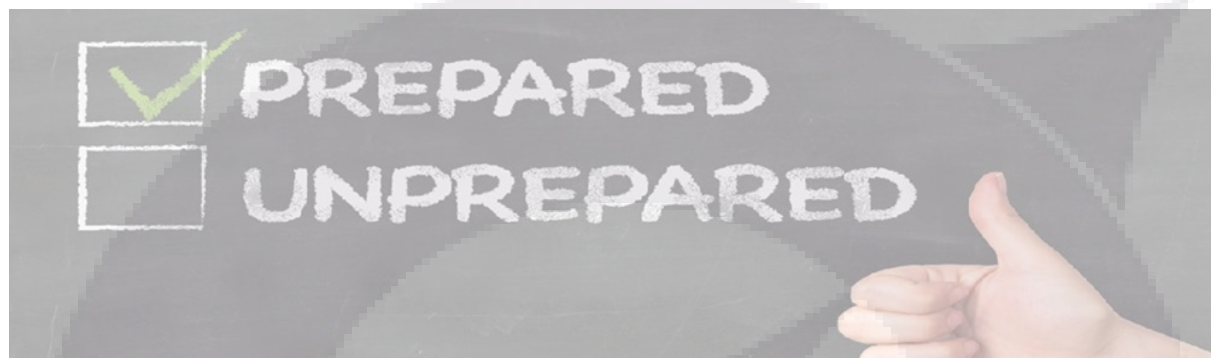


When caucusing, mute or disconnect WebEx



The "lock meeting" feature can be used when displaying or viewing sensitive information

What do I need
to make sure I
am ready?



- Assign a person to document data requests
 - NPCC will also be documenting data requests
- Be prepared to present any evidence and documents during the interviews.

Virtual Audit Week Preparation

A draft schedule is sent approximately 1 month prior to the audit start.

Entities can comment and suggest schedule changes if needed.

O&P and CIP interviews occur concurrently.



© Can Stock Photo

SSCQ Evidence Submittal Tips

Upload evidence to
the SSCQ in a ZIP File

SSCQ upload size
limit is 250mb.



Virtual Audit Week

The audit begins with opening presentations by NPCC and the Entity.

Multiple breaks throughout the day will be scheduled to reduce fatigue.

Constant communications with ATLs

Daily Summaries via email

NPCC caucusing via Microsoft Teams

Flexibility is key!

Audit Opening



Audit period: Date to Date for CIP;
Date to Date for O&P

Audited functions:

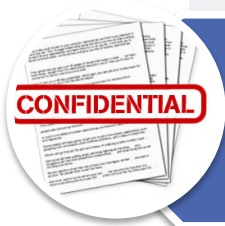


The audit objective is to:

Independently review the [Entity] compliance with the requirements of the applicable NERC reliability standards.

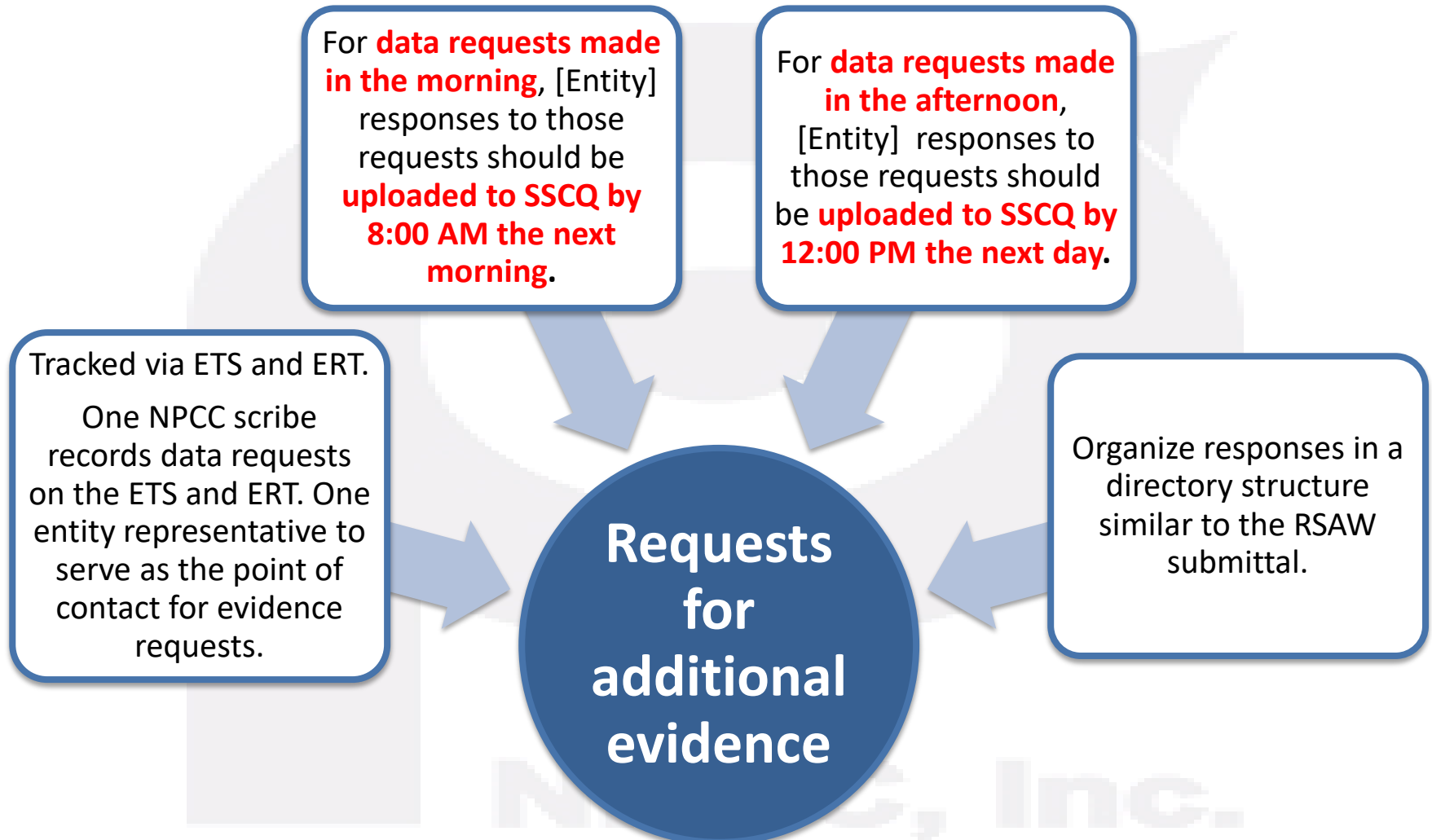


NPCC auditors will require access to [Entity] documents. Audited entities are required to cooperate fully with the auditors and to facilitate the audit activities as requested.



Confidentiality of information provisions

ETS, ERT and Data Requests



Folder Structure

➤ Pre-Audit:

- Pre-Audit Survey
- Data Requests

➤ QRSAW:

- By Standard

➤ O&P Round 1/ CIP ERT Level 2

- O&P By Standard / CIP by ERT Convention

➤ O&P Round 2/ CIP ERT Level 3 (NPCC Tab)

- O&P By Standard / CIP ERT By DR

➤ O&P Round 3/ CIP ERT Level 4 (NPCC Tab)

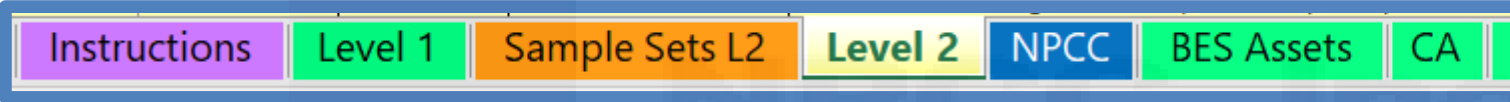
- O&P By Standard / CIP ERT By DR

➤ Day 1, Day 2, Day 3

- EOP-005-Rd1
- FAC-008-Rd1
- PER-005-Rd1
- PRC-005-Rd1
- PRC-006-NPCC-F
- TPL-001-Rd1

- CIP-005-R1-L2-01
- CIP-005-R1-L2-02
- CIP-005-R1-L2-03
- CIP-005-R1-L2-04
- CIP-005-R1-L2-05
- CIP-005-R2-L2-01

- DR-49
- DR-50
- DR-57
- DR-65
- DR-67
- DR-69
- DR-72
- DR-73
- DR-77



Audit Tips: Innovation

- Be innovative with evidence typically seen in person/on-site
 - “Think outside the box”
 - Control room tours – annotated pictures, live video tour, pre-recorded video tour
- Understand the requirements
- Know what the auditor is looking for
 - Review the Measure of the Requirement and Compliance Assessment Approaches in the RSAW.

Virtual Tours

Entities may be asked to conduct a virtual tour for certain standards (example CIP or FAC Standards)



Picture or screen captures may be requested.



Use company A/V or phone if possible



Use of personnel devices



Test all virtual tour media prior to the audit

Audit Tips Evidence Presentation

- Annotate and analyze the evidence
 - Ensure you identify how and where in the document it supports compliance
 - The more specific and explanatory, the less data requests and follow-up questions
 - Confirm evidence supports your compliance with the requirement.
- Perform mock audits
- Ensure SMEs understand how the evidence submitted supports compliance.

Audit Tips: CIP ERT

- Ensure the CIP ERT Level 1 evidence requests, PRC-005 equipment list, BES facilities list are accurate
 - Effects the sampling process
 - Inaccurate lists can cause audit delays and reduce entity's time to prepare evidence for sample sets



Image: <http://crocehomeimprovement.com/helpful-tips/>

Audit Tips: Narrative and Evidence



- Develop relevant compliance narratives that accurately and succinctly speak to the evidence provided and how it supports compliance.
- Organize your evidence appropriately
 - Use naming conventions as per the ERT user guide
 - Folder structure of evidence submittals by Standard then Requirement and Sub-requirement or Requirement Part.

NPCC, Inc.

Audit Result

Potential Noncompliance (PNC) is a determination that there is a possible failure to comply with a Standard or Requirement.

Area of Concern (AOC) is a situation that, if not addressed, could develop into future noncompliance. Ineffective or nonexistent preventive, corrective, or detective actions may contribute to an area of concern.

Recommendation is a suggested improvement in the compliance program, control-related processes, procedures, or tools to enhance the reliability, security, or resiliency of the BES.

Positive Observation is a conclusion reached during an audit that relates favorably with respect to the quality of the registered entity's processes, controls, or corporate culture of compliance.

Open Enforcement Action (OEA) is a potential noncompliance already identified and in the process of being mitigated.

Exit Presentation



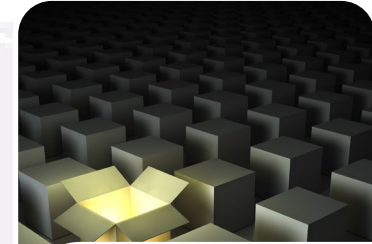
Audit Scope

- # CIP Standard & Req
- # O&P Standard & Req



Summary of Results

- PNC
- AoC
- Recommendations
- Positive Observations



Packaging and Retention

- Packaging of Audit Evidence
- Retention of Audit Evidence

Audit Completion Process



A draft non-public report will be issued within 30 days following completion of the audit.



Comments are due back to NPCC within two weeks of receipt.



Final audit reports are submitted to NERC.



A Compliance Audit Feedback Form will be forwarded with the draft report. Please complete the survey as your input will help us improve our audit process.

Question





Procédure pour la demande et l'obtention d'une exception pour raison technique « TFE »

Webinaire Sensibilisation à la conformité

Novembre 2021



Plan de la présentation

1. Conditions pour demander une TFE
2. Outils pour déposer une TFE ainsi que pour la mise à jour d'une TFE en cours
3. Période de questions

Objectif : Passer en revue les étapes pour la demande et l'obtention d'une TFE ou pour la mise à jour d'une TFE en cours



1. Conditions pour demander une TFE

L'article 5.6 du [Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec \(PSCAQ\)](#) prévoit que :

- la Régie puisse dispenser une entité visée par le régime obligatoire de normes de fiabilité de respecter de façon stricte certaines exigences de quelques normes ;
- ce type d'exception tient compte d'aspects de nature technique et est désignée sous l'appellation d'exception pour raison technique (TFE, dérivé du terme anglais *Technical Feasibility Exception*), et
- ce type d'exception s'appliquent uniquement aux exigences des normes sur la protection des infrastructures critiques (normes CIP).



1. Conditions pour demander une TFE

Quand recourir à une TFE ?

Quelques cas de figure pour recourir à une TFE :

- il n'est pas techniquement faisable d'effectuer l'action ou il est impossible de le faire ;
- il est irréalisable d'effectuer l'action lors de l'exploitation du réseau ou celle-ci pourrait affecter défavorablement la fiabilité *du réseau de transport principal* (le RTP) ;
- l'entité visée ne pourra se conformer à l'exigence à la date prévue par la norme étant donné les facteurs suivants :
 - ✓ ressources techniques limitées ;
 - ✓ disponibilité réduite de l'équipement ou des composantes requises ;
 - ✓ nécessité de construire, d'installer ou de modifier l'équipement au cours des retraits planifiés.



2. Outils pour déposer une TFE ou pour une mise à jour d'une TFE en cours

- Liste des normes et exigences visées par la procédure pour la demande et l'obtention d'une TFE disponible à la section surveillance, onglet [Formulaire](#), du site internet de la Régie:

- CIP-005-5, exigence E1, alinéa 1.4;
- CIP-005-5, exigence E2, alinéas 2.1, 2.2 et 2.3;
- CIP-006-6, exigence E1, alinéa 1.3;
- CIP-007-6, exigence E1, alinéa 1.1;
- CIP-007-6, exigence E4, alinéa 4.3;
- CIP-007-6, exigence E5, alinéas 5.1, 5.6 et 5.7;
- CIP-010-2, exigence E1, alinéa 1.5;
- CIP-010-2, exigence E3, alinéa 3.2.

Texte qui permet le recours à une TFE:

« *Lorsque techniquement faisable,....* »

« *Si cela est techniquement faisable,....* »

SURVEILLANCE DE LA CONFORMITÉ ET APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Date de dernière mise à jour : 13.01.2021

Formulaire

- [Formulaire de déclaration de non-conformité](#) (FORMAT PDF)
- [Formulaire pour plan de redressement](#) (format Word)
- [Formulaire pour la demande d'exception pour raison technique \(«TFE»\)](#) (format Word)
 - Liste des normes et exigences visées par la procédure pour la demande et l'obtention d'une TFE :
 - CIP-005-5, exigence E1, alinéa 1.4;
 - CIP-005-5, exigence E2, alinéas 2.1, 2.2 et 2.3;
 - CIP-006-6, exigence E1, alinéa 1.3;
 - CIP-007-6, exigence E1, alinéa 1.1;
 - CIP-007-6, exigence E4, alinéa 4.3;
 - CIP-007-6, exigence E5, alinéas 5.1, 5.6 et 5.7;
 - CIP-010-2, exigence E1, alinéa 1.5;
 - CIP-010-2, exigence E3, alinéa 3.2.
- [Formulaire de plainte](#) (FORMAT PDF)

Questionnaires de conformité et formulaires d'audit («QRSAW»)

Formulaire administratif

- [Formulaire demande de coordonnées des personnes-ressources](#) (format Word)

[Archives des formulaires](#)





2. Outils pour déposer une TFE ou une mise à jour d'une TFE en cours

Dépôt d'une nouvelle TFE

Exigence applicable visée par cette demande de TFE (une exigence par formulaire): _____

Nombre d'actifs électroniques couverts¹

Type d'actif (ex: actif électronique BES, EACMS, PACS, PCA)	Type d'appareil/ Description	Numéro d'identification unique de l'appareil	Emplacement physique de l'appareil (actif critique)	Date de mise en exploitation de l'appareil (réelle ou prévue)	Est-ce qu'une déclaration de non-conformité ou une déclaration sur la conformité ciblée a été déposée? (Oui/Non)	Date de mise hors service ou date où l'actif est conforme	Commentaires

Remplir le formulaire et préparer les pièces justificatives, le cas échéant

Quelle est la raison de cette de demande de TFE²? _____

Consulter les notes de bas de page

- ¹ Au cas où la demande de TFE couvre un grand nombre d'actifs, l'entité peut fournir la liste de ces actifs dans un document séparé.
- ² Les choix suivants correspondent à des raisons acceptables : effet négatif sur la fiabilité du RTP, l'entité ne peut se conformer à la date requise, enfreint d'autres exigences réglementaires ou obligations légales, coût excessif qui dépasse le gain en fiabilité, il n'est pas techniquement possible, irréalisable lors de l'exploitation, il est exclu dû aux limitations techniques, apporte des risques inacceptables pour la sécurité.



2. Outils pour déposer une TFE ou une mise à jour d'une TFE en cours

Dépôt d'une nouvelle TFE

Donnez une brève explication afin de décrire et justifier pourquoi l'entité visée ne pourra se conformer de manière stricte à l'exigence applicable: _____

IMPORTANT:

Détailler les mesures d'atténuation mises en œuvre afin de réduire le risque posé à la fiabilité.

Quel est l'impact estimé sur l'exploitation fiable du réseau de transport d'électricité de l'entité visée lorsque les mesures compensatoires et d'atténuation appliquées à ou aux actifs couverts ne sont pas suffisantes et que la cybersécurité est compromise? _____

Donnez un bref résumé des mesures compensatoires et/ou d'atténuation qui sont planifiées ou ont déjà été mises en œuvre: _____

Est-ce que les mesures compensatoires et/ou d'atténuation ont été complètement mises en œuvre ?

Oui Non

Est-ce qu'il y a un plan et un calendrier afin de terminer la TFE et d'être de retour à la conformité à l'exigence applicable ? Oui Non



2. Outils pour déposer une TFE ou une mise à jour d'une TFE en cours

Dépôt d'une nouvelle TFE

- Déposer le formulaire ainsi que les pièces justificatives, le cas échéant, dans un mandat d'exception pour raison technique ;
- Le NPCC passe en revue les documents et fait une recommandation à la Régie quant à l'approbation ou au rejet de la demande de TFE ;
- La Régie décide.

IMPORTANT

- Pour la période pendant laquelle une demande de TFE est en cours d'examen ou après l'approbation de la TFE, l'entité n'est pas considérée comme étant non-conforme à l'exigence visée par la demande de TFE ;
- Les TFE sont révisées durant un audit de conformité visant les normes CIP.



2. Outils pour déposer une TFE ou une mise à jour d'une TFE en cours

Dépôt d'une mise à jour d'une TFE en cours

Quand mettre à jour la TFE ?

- Modification du nombre d'actifs électroniques visés par la TFE (ajout/retrait)
- Modification de la catégorisation des actifs électroniques visés par la TFE (EACMS/PACS/PCA)

Comment mettre à jour la TFE ?

- Utiliser le même formulaire de demande de TFE en spécifiant qu'il s'agit d'une mise à jour dans la case appropriée (sauvegarder le formulaire sous un autre nom);
- Déposer le formulaire et les pièces justificatives, le cas échéant, dans le même mandat.
- Le NPPC passe en revue et fait une recommandation à la Régie; cette dernière décide.



2. Outils pour déposer une TFE ou une mise à jour d'une TFE en cours

Terminer une TFE en cours

Quand terminer une TFE?

- Selon le calendrier spécifié au moment du dépôt de la demande de TFE initiale ou des mises à jour subséquentes (lorsque connue, à une date précise)
- Retrait/vente de l'actif électronique
- Modification de la catégorisation des actifs électroniques visés par la TFE (les actifs électroniques ne sont plus visés par les normes CIP)



2. Outils pour déposer une TFE ou une mise à jour d'une TFE en cours

Terminer une TFE en cours

IMPORTANT

- Si les actifs électroniques sont visés à nouveau par l'exigence de la norme CIP, l'entité doit démontrer sa conformité à l'exigence lors d'un processus de surveillance

Comment terminer la TFE?

- Utiliser le même formulaire de demande de TFE en spécifiant qu'il s'agit d'une mise à jour et fournir la date quand la TFE est terminée à la case appropriée (sauvegarder le formulaire sous un autre nom);
- Déposer le formulaire et les pièces justificatives, le cas échéant, dans le même mandat.
- Le NPPC passe en revue et fait une recommandation à la Régie; cette dernière décide.



3. Période de questions

Merci de votre attention !

PRC-024-02

Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings Québec

Patrick Palompo, NPCC,
Senior Compliance Engineer
ppalompo@npcc.org

2021 Fall Webinar

PRC-024-2

Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings



- Purpose: Ensure Generator Owners set their generator protective relays such that generating units remain connected during defined frequency and voltage excursions
- Applicability: Generator Owners
 - **NOT** required to have frequency or voltage protective relaying installed or activated that directly trip or provide tripping signals to the generator.
 - **IF INSTALLED**, devices must be set to NOT TRIP in defined “no-trip zones” as prescribed in the Standard.
- Devices include but are not limited to:
 - Frequency (81) or Voltage (27/59) protective functions for discrete relays
 - V/Hz (24) relays evaluated at nominal frequency
 - Multi-function (11) protective devices which contain frequency or voltage elements
 - Protective functions within generator control systems



R1:

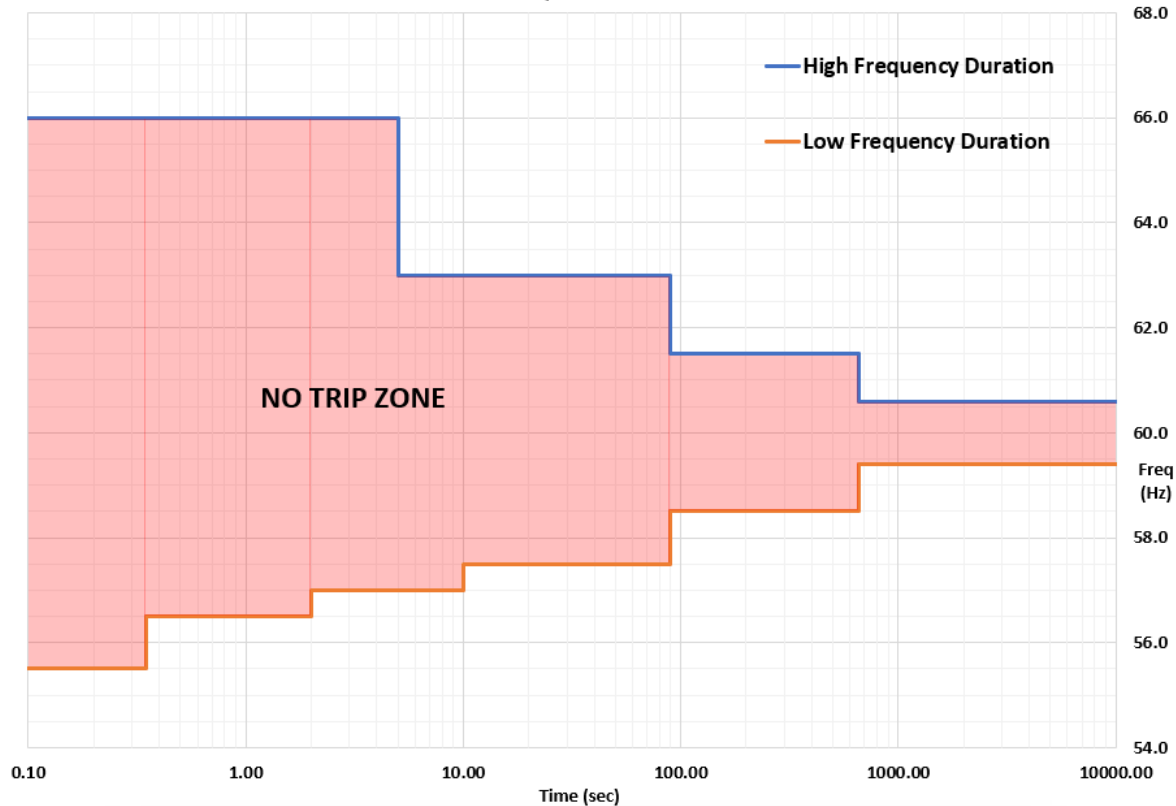
Each Generator Owner shall set its frequency protective relaying such that the relaying does not trip the applicable generating unit(s) within the “no trip zone” of PRC-024 Attachment 1.

Exceptions:

Generating unit(s) may trip if:

- Other Protective functions (such as out-of-step or loss-of-field) operate
- Clearing a system fault is necessary
- A documented and communicated regulatory or equipment limitation

**PRC-024-2
Attachment 1
Off Nominal Frequency Capability Curve
Québec**



Québec Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (Sec)
>66.0	Instantaneous trip	<55.5	Instantaneous trip
≥63.0	5	≤56.5	0.35
≥61.5	90	≤57.0	2
≥60.6	660	≤57.5	10
<60.6	Continuous operation	≤58.5	90
		≤59.4	660
		>59.4	Continuous operation



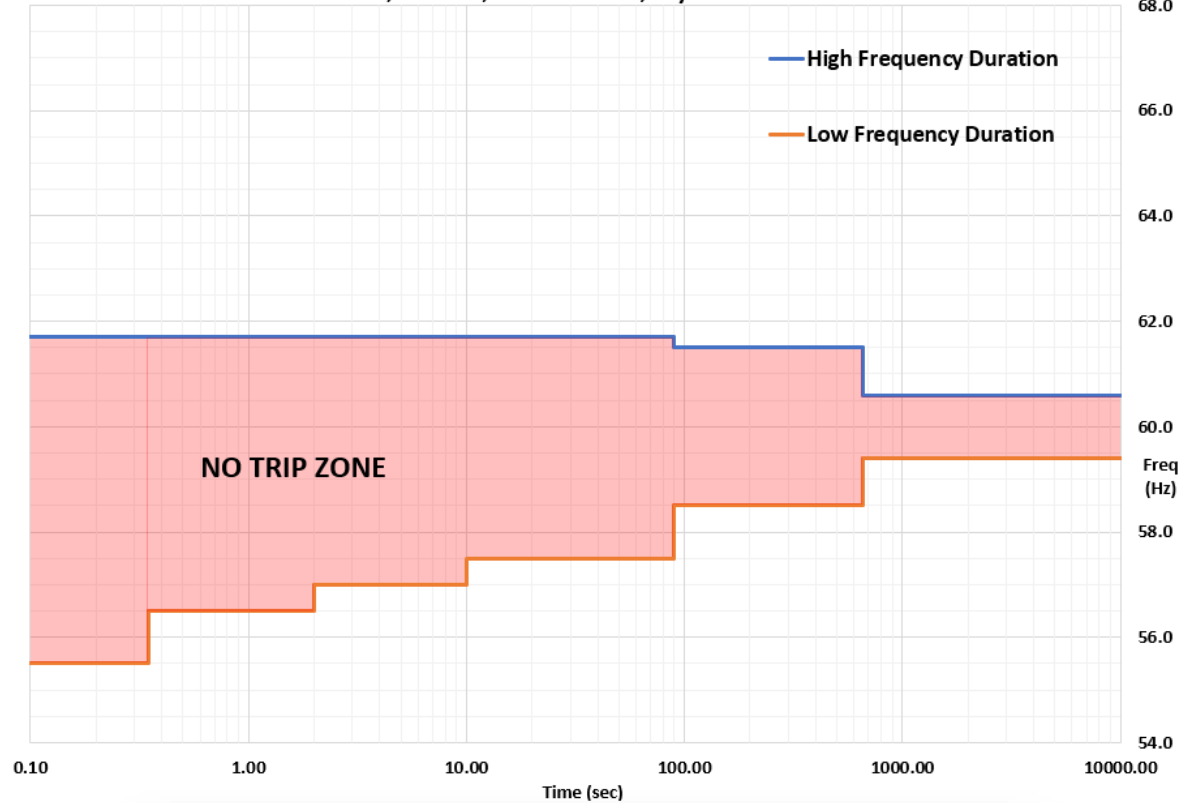
R1:

Each Generator Owner shall set its **frequency** protective relaying such that the relaying does not trip the applicable generating unit(s) within the “no trip zone” of PRC-024 Attachment 1.

Québec Specific Provision

Wind, thermal and photovoltaic generating stations, as well as stations equipped with asynchronous generators, shall adhere to the curves in Attachment 1, as specified by Requirement R1, except that they may be tripped at a frequency of ≥ 61.7 Hz

PRC-024-2
Attachment 1
Off Nominal Frequency Capability Curve
Specific Provision for Québec
Wind, Thermal, PV Generation, Asynchronous Units



Quebec Interconnection

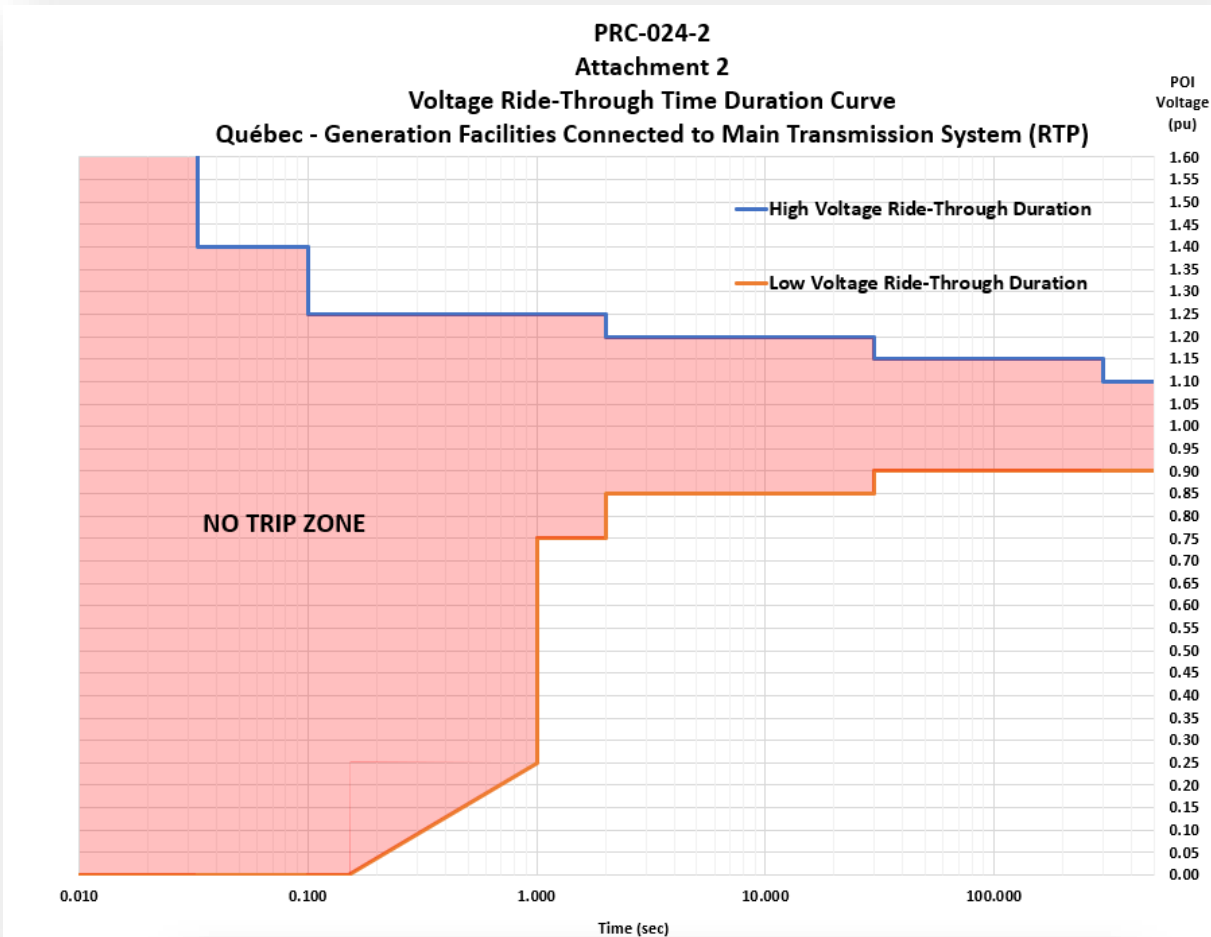
High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (Sec)
≥ 61.7	Instantaneous trip	< 55.5	Instantaneous trip
≥ 61.5	90	≤ 56.5	0.35
≥ 60.6	660	≤ 57.0	2
< 60.6	Continuous operation	≤ 57.5	10
		≤ 58.5	90
		≤ 59.4	660
		> 59.4	Continuous operation



R2:
 Each Generator Owner shall set its **voltage** protective relaying such that the relaying does not trip the applicable generating unit(s) within the “no trip zone” of Attachment 2 of the Québec Appendix to PRC-024-2 (RTP generating facilities connected to the RTP)

Exceptions:
 Generating unit(s) may trip if:

- In accordance with a Remedial Action Scheme (RAS)
- Other Protective functions (such as out-of-step or loss-of-field) operate
- Clearing a system fault is necessary
- A documented and communicated regulatory or equipment limitation



High Voltage Ride Through Duration		Low Voltage Ride Through Duration	
Voltage (pu)	Duration (sec)	Voltage (pu)	Duration (sec)
> 1.4	0.033	$.9 \leq V \leq 1.10$	Permanent
$1.25 < V \leq 1.40$ (note 2)	0.10	$.85 \leq V < .9$	30
$1.20 < V \leq 1.25$	2.0	$.75 \leq V < .85$	2.0
$1.15 < V \leq 1.20$	30	$.25 \leq V < .75$	1.0
$1.10 < V \leq 1.15$	300	$0 \leq V < .25$ (note 1)	0.15

Note 1. For the voltage range between 0 and .25 pu, wind farms should respect the minimal duration calculated as following : $D = 3,4V + 0,15$, where D is the duration in second and V is the voltage in pu.
Note 2. Facilities that use power electronics must remain operational throughout the entire voltage range except for voltage level greater than 1.25 pu where temporary blocking is allowed.



R2:

Each Generator Owner shall set its **voltage** protective relaying such that the relaying does not trip the applicable generating unit(s) within the “no trip zone” of Attachment 3 of the Québec Appendix to PRC-024-2 (RTP generating facilities **NOT** connected to the RTP)

Exceptions:

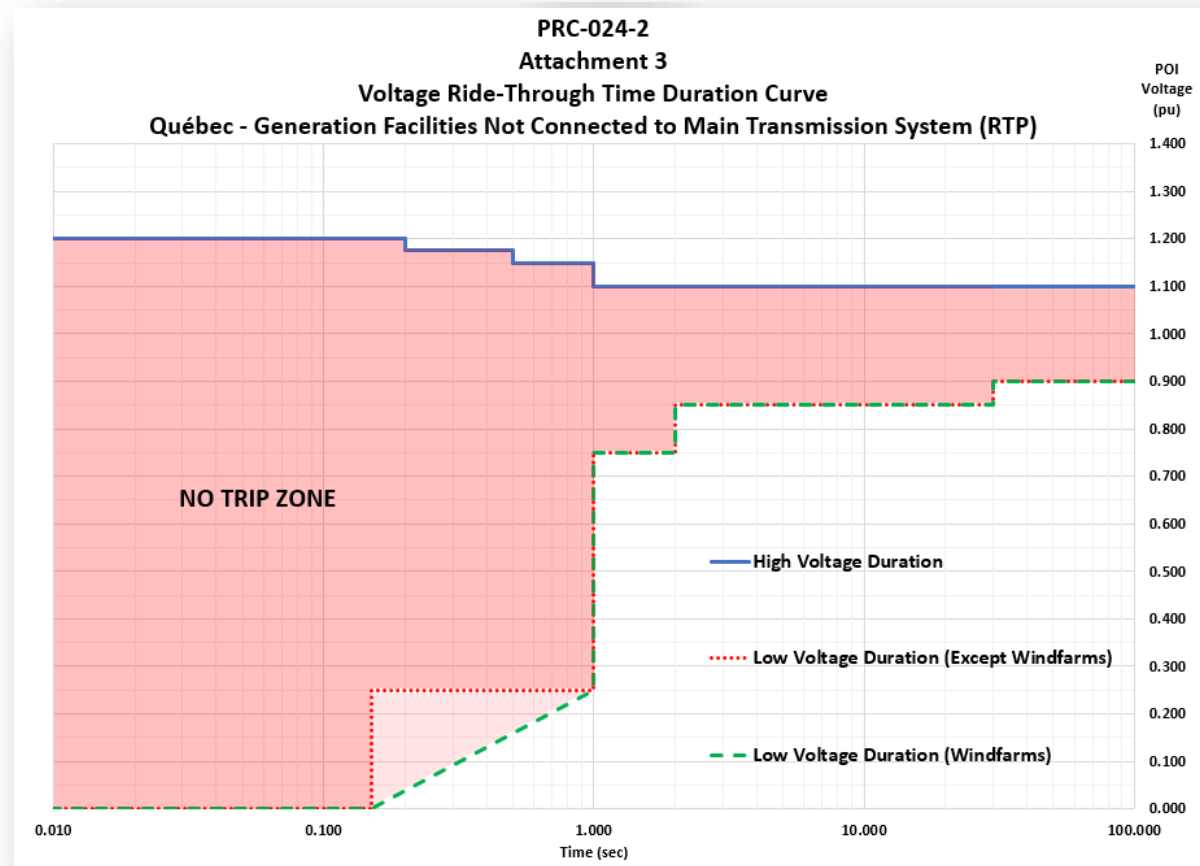
Generating unit(s) may trip if:

-In accordance with a Remedial Action Scheme (RAS)

-Other Protective functions (such as out-of-step or loss-of-field) operate

-Clearing a system fault is necessary

-A documented and communicated regulatory or equipment limitation



High Voltage Ride Through Duration		Low Voltage Ride Through Duration	
Voltage (pu)	Duration (sec)	Voltage (pu)	Duration (sec)
$\geq 1,200$	Instantaneous trip	$.9 \leq V \leq 1.10$	Permanent
$\geq 1,175$	0,2	$.85 \leq V < .9$	30
$\geq 1,15$	0,5	$.75 \leq V < .85$	2.0
$\geq 1,10$	1,00	$.25 \leq V < .75$	1.0
		$0 \leq V < .25$ (note 1)	0.15

Note 1. For the voltage range between 0 and .25 pu, wind farms should respect the minimal duration calculated as following : $D = 3,4V + 0,15$, where D is the duration in second and V is the voltage in pu.



R2:

Each Generator Owner shall set its **voltage** protective relaying such that the relaying does not trip the applicable generating unit(s) within the “no trip zone”.

Voltage Ride-Through Curve Clarifications

1. The per unit (pu) voltage base is the nominal operating voltage (e.g., 120 kV, 161 kV, 230 kV, 315 kV, 735 kV, etc.).
2. The curves apply to voltage excursions regardless of the type of initiating event.
3. The envelope within the curves represents the cumulative voltage duration at the POI.
4. The curves assume 60 Hz. When evaluating Volts/Hz protection, the magnitude of the high voltage curve may be adjusted in proportion to frequencies below 60 Hz.
5. Voltages assume minimum fundamental frequency phase-to-ground or phase-to-phase voltage for low voltage duration curve. High voltage duration curve assumes the greater of the maximum RMS or crest phase-to-phase voltage.

R3:

Each Generator Owner shall document each known regulatory or equipment limitation that prevents an applicable generating unit with generator frequency or voltage protective relays from meeting the relay setting criteria in Requirements R1 or R2.

Documentation of Regulatory or Equipment Limitation

3.1 The Generator Owner shall communicate the documented limitation, or removal of a previously documented limitation to its Planning Coordinator or Transmission Planner within 30 calendar days of any of the following:

- Identification of a regulatory or equipment limitation.
- Repair of equipment causing the limitation that removes the limitation.
- Replacement of equipment causing the limitation with equipment that removes the limitation.

R4:

Each Generator Owner shall provide its applicable generator protection trip settings associated with Requirements R1 and R2 to the Planning Coordinator or Transmission Planner.

Providing Applicable Generator Protection Trip Settings

- Within 60 calendar days, provide applicable settings to the Planning Coordinator or Transmission Planner upon receipt of a written request.
- Within 60 calendar days, provide applicable settings of any change to previously requested data unless directed by the Planning Coordinator or Transmission Planner that reporting is not required.

PRC-024-2 Changes From PRC-24-1

- Clarifies that frequency and voltage protective relays associated with dispersed power producing resources on individual generating units are applicable.
- Clarifies that frequency and voltage protective relays applied on equipment from the individual generating unit of the dispersed power producing resource up to the point of interconnection are applicable.

For Facilities already subject to PRC-024-1

Requirements	Applicability	Implementation date in Québec
R1 to R4	At least 40% of its Facilities covered	October 1, 2018
	At least 60% of its Facilities covered	October 1, 2019
	At least 80% of its Facilities covered	October 1, 2020
	100% of its Facilities covered	October 1, 2021

For Facilities newly subject to PRC-024-2

Requirements	Applicability	Implementation date in Québec
R1 to R4	At least 40% of its Facilities covered	July 1, 2022
	At least 60% of its Facilities covered	July 1, 2023
	At least 80% of its Facilities covered	July 1, 2024
	100% of its Facilities covered	July 1, 2025

PRC-024-2 Summary

1. Generator Owners are **not** required to have generator frequency or voltage protective relaying to be installed.
2. If installed, generator frequency or voltage protective relaying must **not** trip the generator offline within the “NO TRIP ZONE” as defined in the graphs.
3. Dispersed power producing resources with frequency or voltage protective relaying are applicable.
4. Review settings on generator protection, bus protection, generator step-up transformer protection, and line protection to make sure they do not trip the generator offline based on frequency or voltage settings defined in the Standard.
5. Document and communicate (if necessary) each known regulatory or equipment limitation.



PRC-024-2 Compliance History

NPCC Region Since 1/1/2017:

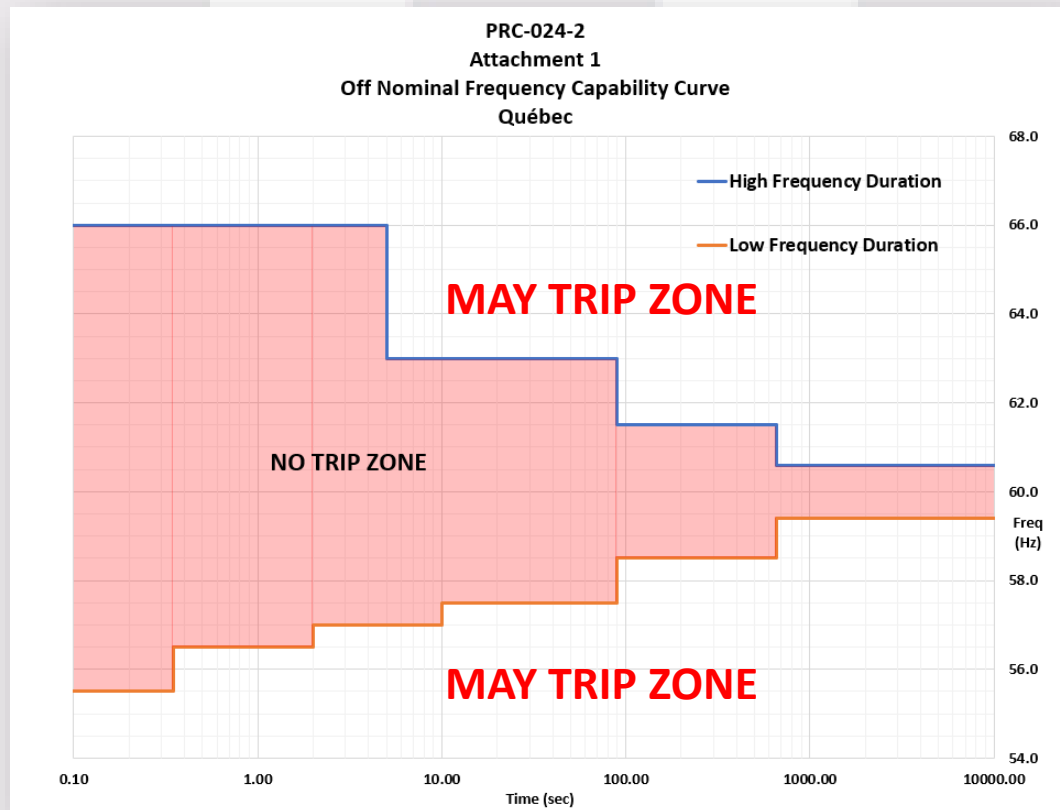
<u>Total Violations</u>	47
Requirement 1 (Frequency Settings)	13
Requirement 2 (Voltage Settings)	26
Requirement 3 (Documentation of Limitations)	8

PRC-024-2 Common Issues Trip Zones

Issues Based On:
NERC Alert 6/20/2017
1,200 MW Fault Induced Solar
Photovoltaic Resource Interruption
Disturbance Report

Generator Owners may interpret outside of the PRC-024-2 “no trip zone” curve area as a “must trip zone”

- There is no “must trip” area. The area outside of the “no trip zone” should be interpreted as a “may trip” area.



PRC-024-2 Common Issues Trip Zones

Issues Based On:
NERC Alert 6/20/2017
1,200 MW Fault Induced Solar
Photovoltaic Resource Interruption
Disturbance Report

California 8/16/2016 Event

Generator Owners may interpret “Instantaneous trip” on the frequency and voltage tables to mean a required trip setting

- There is no “must trip” area.
“Instantaneous trip” is used to define the curve and not as a required relay setpoint.

Quebec Interconnection

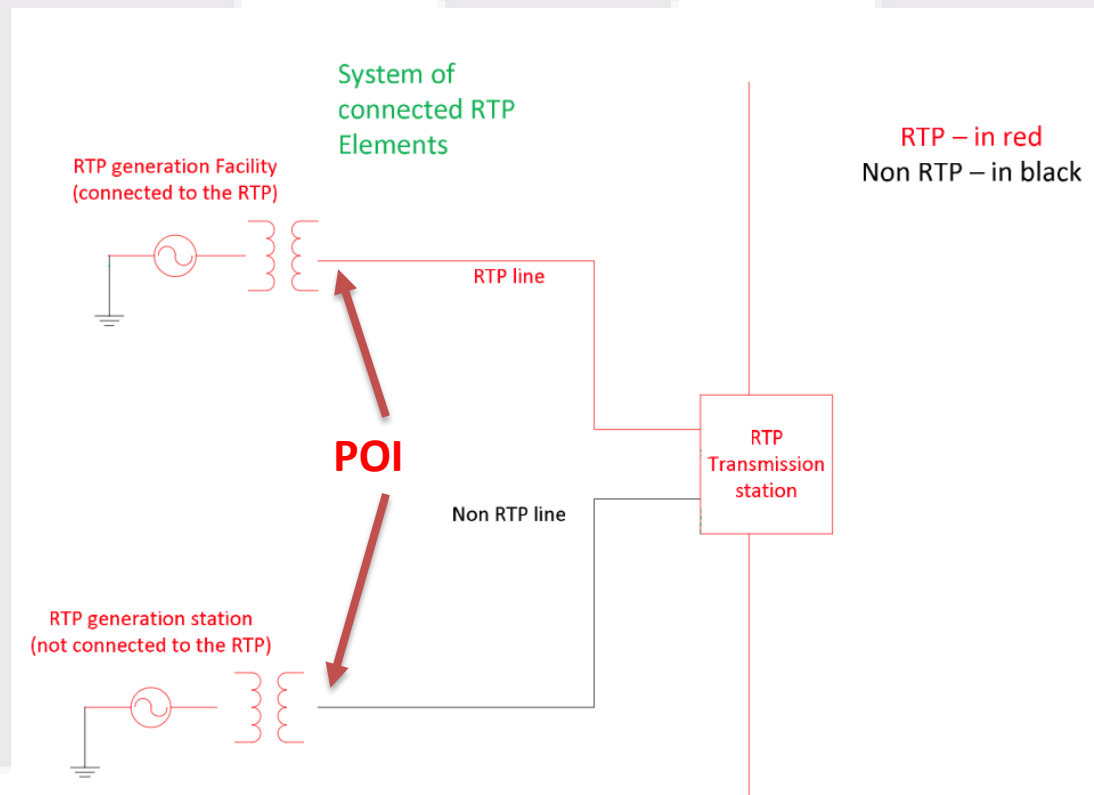
High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (Sec)
>66.0	Instantaneous trip	<55.5	Instantaneous trip
≥63.0	5	≤56.5	0.35
≥61.5	90	≤57.0	2
≥60.6	660	≤57.5	10
<60.6	Continuous operation	≤58.5	90
		≤59.4	660
		>59.4	Continuous operation

MAY TRIP ZONE

PRC-024-2 Common Issues PU Voltage at POI

Generator Owners not setting voltage protective relays on a per unit (PU) voltage based on the point of interconnection (POI)

- Voltage protection relay settings should account for the actual tap settings of transformers between the generator and the point of interconnection (POI)



PRC-024-2 Common Issues Implementation Plan

Generator Owners not correctly following Implementation Plan

- Percentages are calculated on a “per Facility” basis, not for the number of protective relays installed.
- PRC-024-1 Facilities Should be 100%

Requirements	Applicability	Implementation date in Québec
R1 to R4	At least 40% of its Facilities covered	October 1, 2018
	At least 60% of its Facilities covered	October 1, 2019
	At least 80% of its Facilities covered	October 1, 2020
	100% of its Facilities covered	October 1, 2021

- PRC-024-2 Implementation Plan

Requirements	Applicability	Implementation date in Québec
R1 to R4	At least 40% of its Facilities covered	July 1, 2022
	At least 60% of its Facilities covered	July 1, 2023
	At least 80% of its Facilities covered	July 1, 2024
	100% of its Facilities covered	July 1, 2025

PRC-024-02

Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings Québec

Patrick Palompo, NPCC,
Senior Compliance Engineer
ppalompo@npcc.org

2021 Fall Webinar



Procédure pour la déclaration des non-conformités en lien avec la COVID-19

Webinaire Sensibilisation à la conformité

Novembre 2021



Plan de la présentation

1. Rappel quant aux mesures mises en œuvre depuis le début de la pandémie
2. Outils pour déclarer une non-conformité en lien avec la COVID-19
3. Méthode de disposition et comment considérer de tels cas dans le futur
4. Période de questions

Objectif : Présenter les conditions à remplir pour la déclaration d'une non-conformité en lien avec la COVID-19, les outils mis en place ainsi que la méthode de disposition d'une telle non-conformité.



1. Rappel quant aux mesures mises en œuvre depuis le début de la pandémie

Mesures mises en œuvre :

- Deux annonces conjointes Régie-NPCC¹ : les 23 mars et 22 juillet 2020
 - [Bulletins 'Quoi de neuf?' envoyés en 2020](#)
- Le 8 février 2021 :
 - Page web spécialement dédiée aux - [Communications et mesures en lien avec la COVID-19](#)
 - Formulaire de déclaration des non-conformités en lien avec la COVID-19

1 - Northeast Power Coordinating Council, Inc.



2. Outils pour déclarer une non-conformité en lien avec la COVID-19

Important de préciser les conditions à remplir pour déclarer une telle non-conformité :

- Non-conformité identifiée aux exigences d'une norme de fiabilité nécessitant des interventions périodiques
 - un entretien manqué;
 - formation des employés qui n'a pas été donnée.

Les entités visées doivent continuer à documenter toutes les interventions périodiques qui ne sont pas effectuées et les déclarer.

L'obligation des entités visées de déclarer des non-conformités, pour des situations autres que celles visant les activités périodiques, demeure inchangée.



2. Outils pour déclarer une non-conformité en lien avec la COVID-19

Formulaire à remplir

Veillez porter une attention particulière aux champs suivants:

Description de la non-conformité	Description des dommages possibles associés à la non-conformité	Actions prises pour le retour à la conformité	Atténuation du risque
<p>Veillez décrire les circonstances en lien avec l'impact des actions prises par l'entité en réponse au coronavirus qui empêchera / a empêché le maintien ou l'atteinte de la conformité</p>	<p>Veillez fournir une description des dommages possibles causés au réseau de transport d'électricité et dus au fait d'être non-conforme. Ceci doit comprendre:</p> <p>a) Quels sont les dommages possibles? (Les dommages possibles sont évalués sans prendre en compte les contrôles internes en place au moment de la non-conformité)</p> <p>b) En fonction de l'impact possible sur le RTP, quels sont les éléments affectés? (valeurs quantitatives, par exemple: nombre de groupes de production et capacité, niveau de tension et longueur des installations de transport, personnel, appareils)</p> <p>c) Quelle est/était la probabilité qu'il y ait des dommages et expliquer pourquoi.</p>	<p>Veillez décrire les actions prises, ou qui seront prises, pour être de retour à la conformité</p>	<p>Veillez décrire les actions prises, ou qui seront prises, pour atténuer tout risque associé à la non-conformité jusqu'à l'atteinte de la conformité</p>



2. Outils pour déclarer une non-conformité en lien avec la COVID-19

Dépôt du formulaire :

- Déposer le formulaire ainsi que les pièces justificatives, le cas échéant, dans un mandat de Rapport par exception dont le titre débute par le mot COVID dans le SSCQ²;
- Le NPCC passe en revue les documents et fait une recommandation à la Régie quant au traitement de la non-conformité (méthode de disposition).
- Deux cas de figure:
 - Rare, mais possible: la non-conformité n'est pas liée à la COVID-19; éventuellement, l'entité sera avisée de remplir une déclaration de non-conformité ;
 - La non-conformité est en lien avec la COVID-19.



3. Méthode de disposition et comment considérer de tels cas dans le futur

Méthode de disposition :

- La recommandation du NPCC : ce cas ne sera pas considéré comme une possible non-conformité dans le cadre du prochain audit de conformité prévu pour l'entité ;
- La Régie prend acte de cette recommandation sans lettre d'approbation de sa part (traitement accéléré).



3. Méthode de disposition et comment considérer de tels cas dans le futur

Considération pour le futur :

- Afin d'assurer le suivi de cette non-conformité, la recommandation du NPCC est déposée dans le SSCQ, dans un répertoire spécialement dédié aux prochains processus de surveillance ;
- Le NPCC dépose également une lettre dans le mandat correspondant pour :
 - notifier l'entité de la réception de la non-conformité ;
 - décrire la méthode de disposition et comment considérer un tel cas dans le cadre d'un prochain audit de conformité.



4. Période de questions

Merci de votre attention !

Enforcement Overview

Enforcement process, metrics, and risk assessment

Fall Webinar – Outreach to Compliance - November 9, 2021

Damase Hebert

Aaron Hornick

Mina Ellis





Enforcement Overview

- **Facts and Circumstances** – NPCC needs to understand what happened
- **Risk Assessment** – NPCC conducts an independent risk assessment of the Non-Compliance or set of Non-Compliances
- **Mitigation** – NPCC reviews the mitigation to help ensure it corrects and the Non-Compliance and prevents recurrence of the Non-Compliance



Information NPCC Needs

- How was the Non-Compliance Discovered?
- When did the Non-Compliance Start and End?
- What is the root cause of the Non-Compliance?
- What internal controls are in place?
- What steps did the entity take to correct the Non-Compliance?
- What steps did the entity take to prevent recurrence of the Non-Compliance?



How do we determine risk?





Standard / Requirement

- Identify general risk associated with Standard and Requirement
 - Each has unique risk associated
 - Consider the rationale provided in the Standard
 - Consider the Violation Risk Factor (VRF) and Violation Severity Level (VSL)





Facts and Circumstances

What is the narrative? What happened?

- Was the noncompliance intentional or a result of negligence?
- Was the failure part of a wider systemic issue?

- Documentation issue only?



Critical Infrastructure Protection – CIP Operations and Planning – O&P

- Consider the number of assets affected
 - What was the location of the assets?
 - What were the assets responsible for?
- Duration
 - How long was the noncompliance?
 - Was it continuous?
 - What was the violation time horizon?



Impact – How Serious?

- Consider impact ratings and categorizations
- Harm/Impact
 - Did any actual harm occur?
 - What could have happened?





Mitigating Factors

- What other protections were in place that could offset the risk?
- What systems or controls could reduce the likelihood of impact?



Compliance History

- Prior noncompliances?
 - Same or similar Requirements/Standards
 - Relevant underlying causes



Risk Matrix

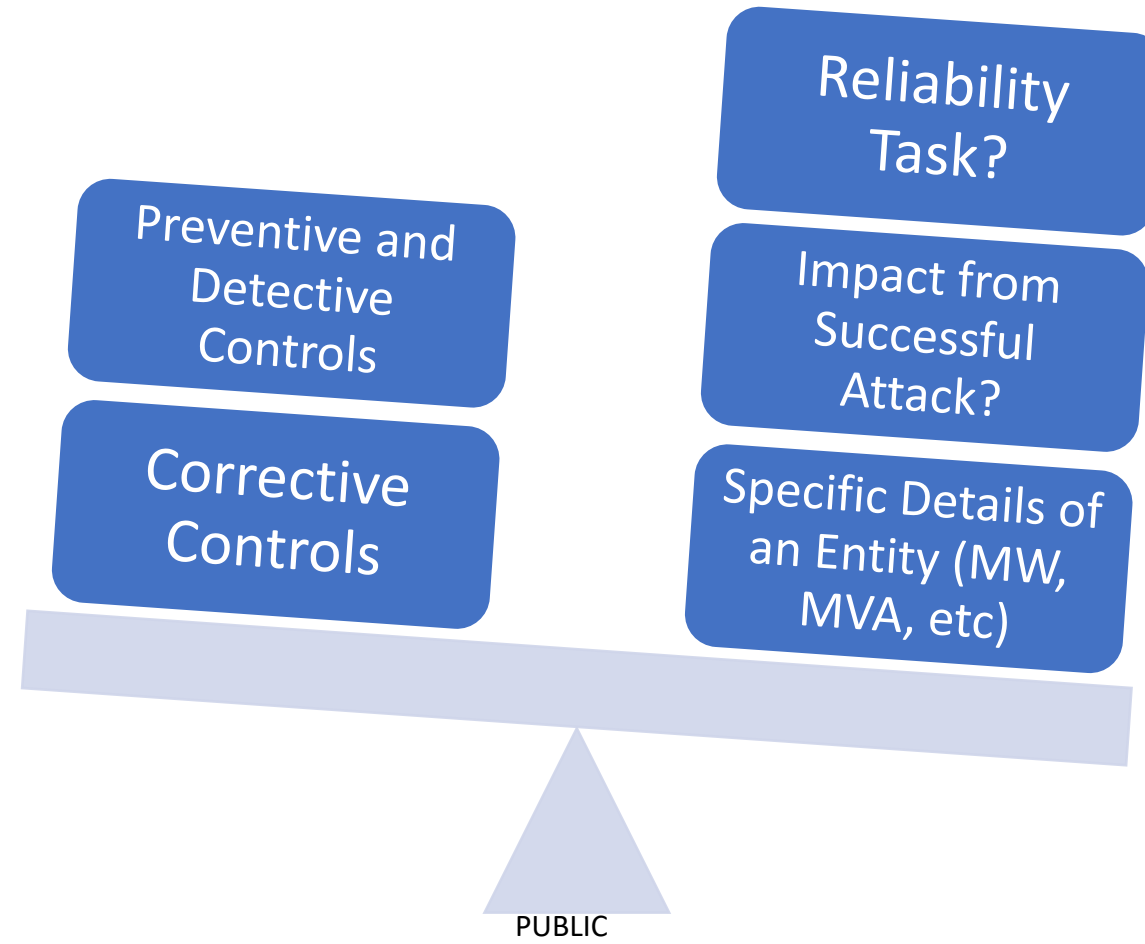
		Potential Impact			
		Low	Medium	High	Severe
Probability of occurrence	Very likely	Yellow	Red	Red	Red
	Likely	Green	Yellow	Yellow	Red
	Unlikely	Green	Green	Green	Yellow
	Very unlikely	Green	Green	Green	Green

Risk	Low	Medium	High
------	-----	--------	------



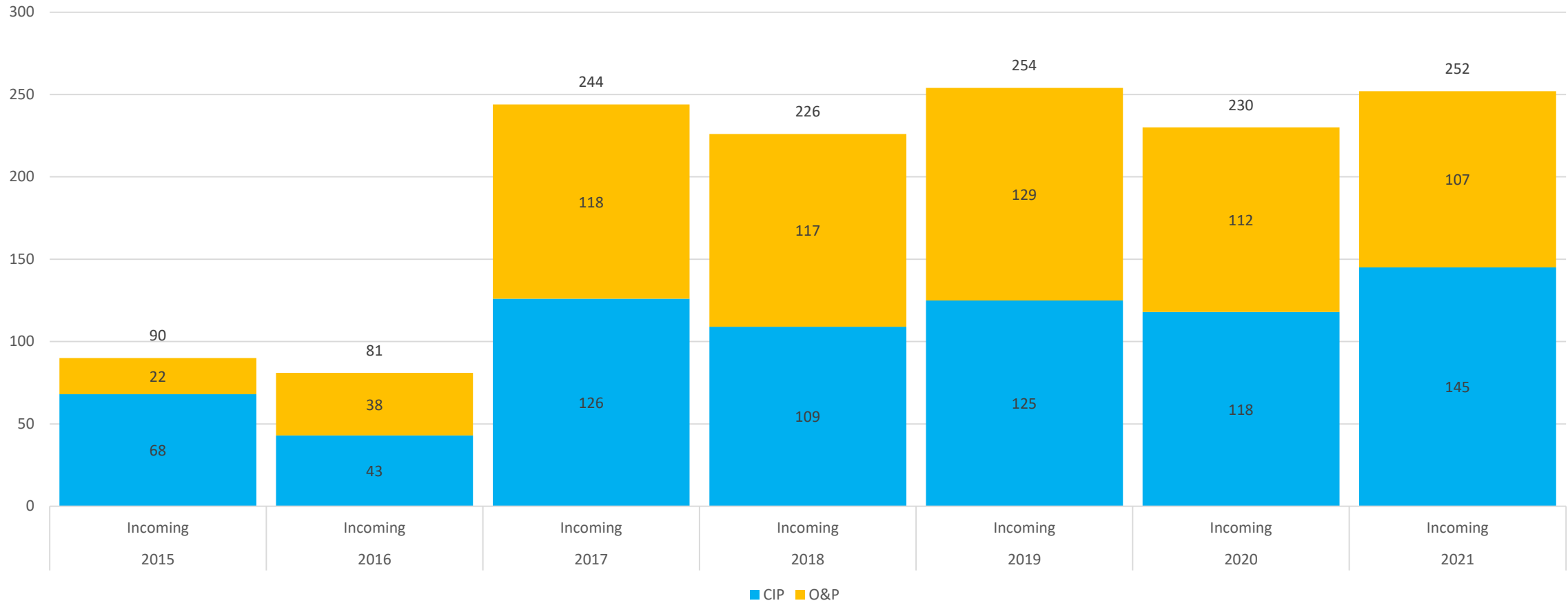
Actual Risk

Potential Risk



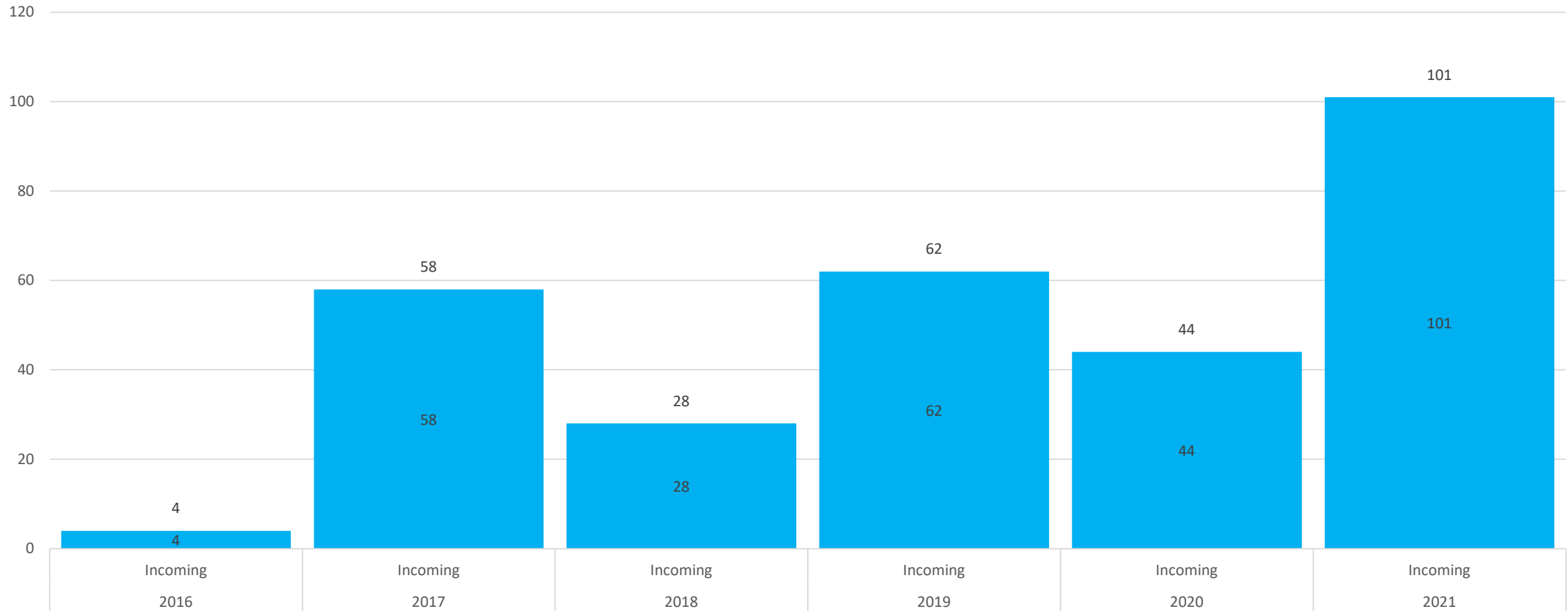


Incoming Noncompliance – By Year (NPCC all Jurisdictions)



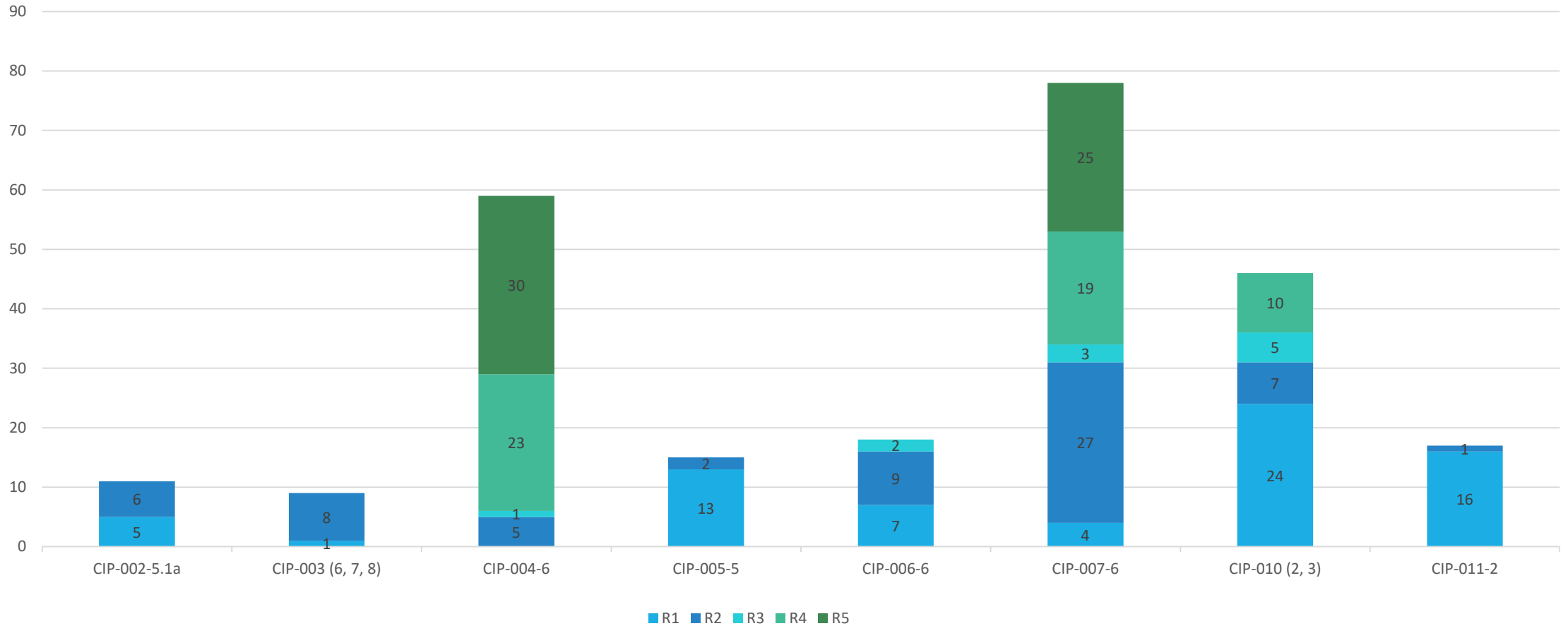


Incoming Noncompliance – By Year (Quebec)



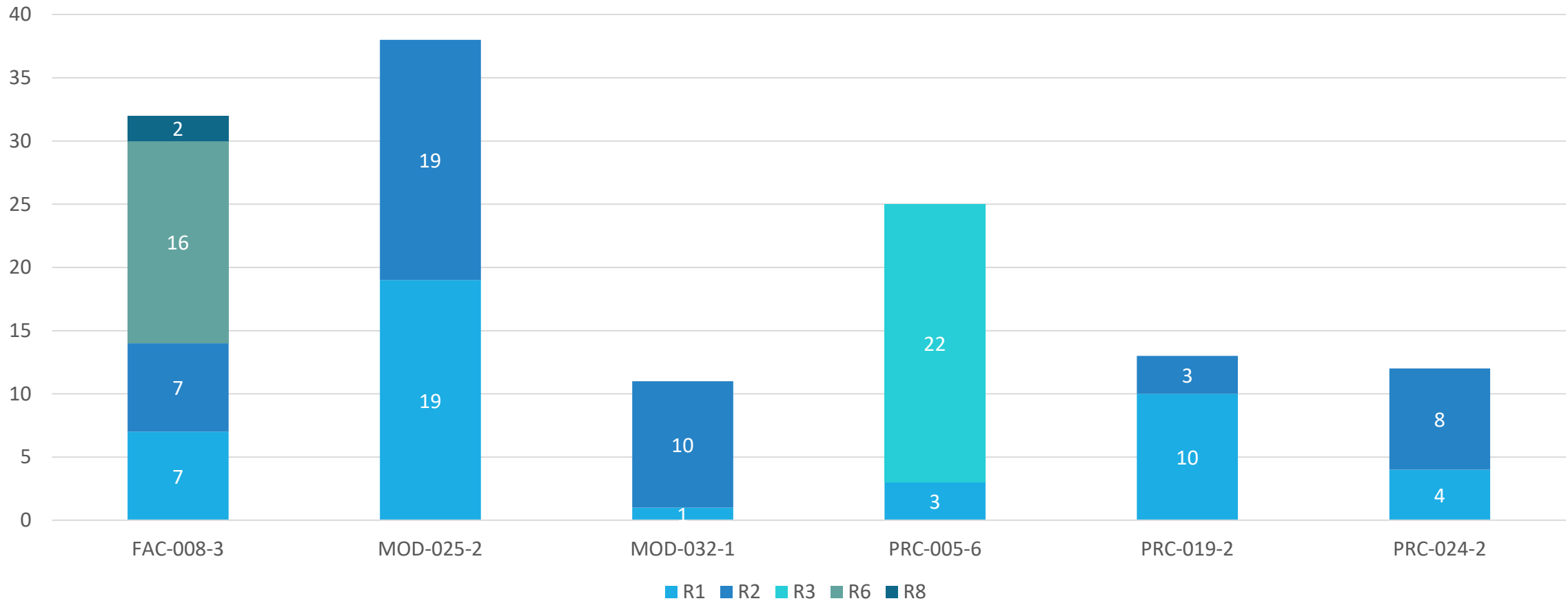


Top Violated CIP Standards in NPCC Reported in 2020 and 2021





Top Violated O&P Standards in NPCC Reported in 2020 and 2021





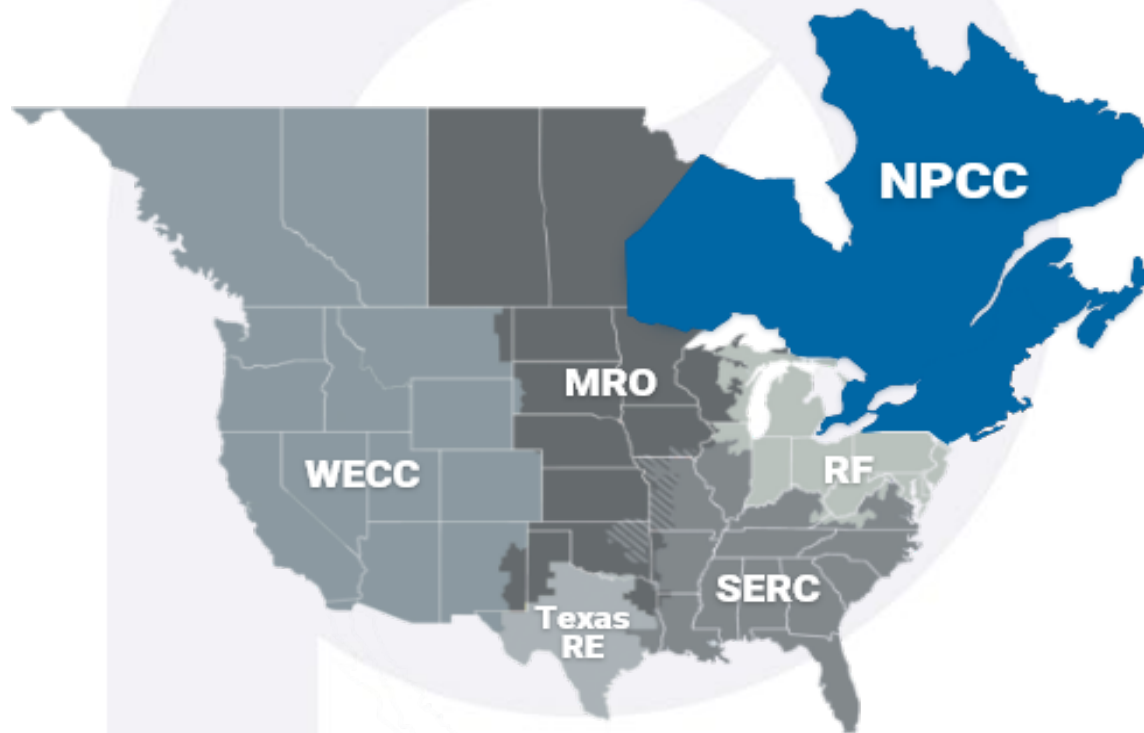
Questions?



Enforcement

Enforcement@npcc.org

Quebec Fall 2021 Compliance Webinar



Scott Nied
Vice President, Compliance
November 9, 2021
11/2/2021

NPCC, Inc.

NPCC Supports Reliability

- Seasonal assessments
- Long term studies
- Reliability metrics
- Analysis of known and future risks
- Education and outreach
- Compliance Activities
 - Audit and Enforcement

What should you do?

1. You are a champion of reliability, not just compliance
2. Enhance your Compliance Program
3. Understand your vulnerabilities
4. Implement or adapt a Culture of Controls
5. People, Process, Structure

NERC Reliability Standard FAC-008 Facility Ratings

Facility Ratings are important

They are the main component in the determination of accurate System Operating Limits.

Without accurate ratings:

- Real-time situational awareness is not accomplished
 - Interface MW Flow
 - Transient Stability
 - Voltage Stability
 - System Voltage Limits
 - Interconnection Reliability Operating Limits
- Planning studies are inaccurate because the models are inaccurate
- Relay loadability settings are not correct
- Equipment is damaged

Have been a focus for several years

- April 2021: Recent civil penalty in USA of \$42 million
- Issues do not appear to be declining
- Vital importance to real-time, situational awareness, modeling, and planning.

Actions by NPCC and NERC

- Discussions at NERC Board of Trustees (BOT)
- FAC-008 is part of 2021/22 Risk Element in NERC Compliance Implementation Plan Training and discussions with NPCC Staff and Regional Staff
- NERC Practice Guide (published 2nd Quarter 2020)
- NERC outreach (workshops, newsletters)
- NERC External Coordination
 - NATF Facilities Ratings Practices Document (for Members)
 - FERC Focus Area during FERC observed audits
 - Facility Ratings Task Force (FRTF) under the NERC BOT

Examples of issues

- **Missing components**
 - Have you identified all the pieces and parts that make up the Facility?
 - Missing identification of Most Limiting Series component
 - Are you missing jumpers and risers inside substations, or possibly a wavetrap?
- **Incorrect ratings on components**
 - Current Transformers Thermal
 - Jumpers/Risers Inside Substations
 - Relay Thermal
 - Transmission Line Conductor
 - Incorrect Aluminum Conductor Stranding

Root causes of issues

- Poor asset and configuration management
- Reliance on information from contractors
- Miscommunication between departments, and between entities
- Emergency / unplanned changes in the field;
As-built prints
- Lack of internal controls (e.g. verification and validation)

Defense in Depth - Controls

- Verification and Validation
 - Does the field match the print, match the database, and match what's in the operations and planning models?
- Asset and Change Management
 - Do you have a process to ensure everything stays up-to-date and aligned following emergency work and unplanned changes?
 - Database accuracy?
 - Are all of the components identified and the Most Limiting identified?
 - What priority do you put on As-Built prints?
 - Departmental handoffs? (No silos)
 - Peer review?
- Contractor Management
 - Do your contractors understand the expectations, the process flow chart, and how they fit in?
 - Would they help facilitate the proper hand-offs and follow-through?
- Training
 - Do all the departments get trained on Facility Ratings, or just Planning?

NPCC Goals for FAC-008

- For you to understand that your program is paramount to reliability
- Take our advice: You don't know unless you check!
 - Undertake a Self Assessment
- Increased entity awareness
- BES risk is reduced/eliminated
 - Earlier discovery by the entity
 - Mitigation starts earlier
- Adjustments to processes and controls are made
 - The actions lend themselves to being sustainable

Ultimate Goal

- Let's analyze it
- Let's fix it
- Let's work to prevent errors
- Let's work to sustain what we are preventing

Resources

- Help is available!
 - [SERC E-Learning module](#)
 - [ERO practice guide](#)
 - [ERO Standard Application Guide](#)
- Reach out to NPCC
- Your peers can help too
 - Find like-sized entities with similar challenges
 - What controls do they have?

Thank you for the opportunity and your
time!

Scott Nied
snied@npcc.org

CIP-002 and CIP-003 Obligation

Michael Bilheimer, NPCC

Senior CIP Analyst

Québec

Webinaire d'automne – Sensibilisation à la conformité

Effective Reliability Standards Versions



CIP-002-5.1a

CIP-003-7

Régie de l'énergie Québec

Home Site Map Contact Us Québec Portal What's New ? Mailing List Français

THE REGIE CONSUMERS FORMS OF ENERGY HEARINGS AND DECISIONS PUBLICATIONS

HEARINGS AND DECISIONS

ELECTRIC POWER TRANSMISSION RELIABILITY STANDARDS COMPLIANCE MONITORING AND ENFORCEMENT

RECHERCHE ▶

Last update : 2021/06/29

- [Complete set of Effective Reliability Standards](#)
- [Reliability Standards effective at a future date](#)
- [Reliability Standards \(Requirements\) to be withdrawn at a future date](#)
- [Inactive Reliability Standards](#)

Effective Reliability Standards

Number*	Standard Title	Effective Date	Relevant Decisions
BAL-001-2	Real Power Balancing Control Performance	April 1, 2017	D-2017-012
BAL-002-3	Disturbance Control Standard – Contingency Reserve for Recovery from a Balancing Contingency Event	April 1, 2021	D-2020-067
BAL-003-1.1	Frequency Response and Frequency Bias Setting	April 1, 2017	D-2017-012
BAL-005-1	Balancing Authority Control	July 1, 2021	D-2020-067
CIP-002-5.1a ***	Cyber Security — BES Cyber System Categorization	April 1, 2019	D-2019-033
CIP-003-7 **	Cyber Security — Security Management Controls	January 1, 2020	D-2019-033
CIP-004-6 **	Cyber Security — Personnel & Training	January 1, 2018	D-2017-117
CIP-005-5 **	Cyber Security — Electronic Security Perimeter(s)	January 1, 2017	D-2016-119 D-2016-138 D-2017-031
CIP-006-6 **	Cyber Security — Physical Security of BES Cyber Systems	January 1, 2018	D-2017-117
CIP-007-6 **	Cyber Security — System Security Management	January 1, 2018	D-2017-117
CIP-008-5 **	Cyber Security — Incident Reporting and Response Planning	January 1, 2017	D-2016-119 D-2016-138 D-2017-031
CIP-009-6 **	Cyber Security — Recovery Plans for BES Cyber Systems	January 1, 2018	D-2017-117
CIP-010-2 **	Cyber Security — Configuration Change Management and Vulnerability Assessments	January 1, 2018	D-2017-117
CIP-011-2 **	Cyber Security — Information Protection	January 1, 2018	D-2017-117
CIP-014-2	Physical Security	July 1, 2018	D-2017-117
COM-001-3	Communications	April 1, 2021	D-2020-067

CIP-002-5.1a

Applicability:

- Main Transmission System (RTP) and to the facilities specified for the Distribution Provider

Exceptions:

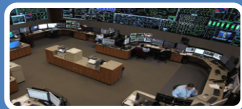
- GO with Nameplate of 300MVA or Less
- Step-up substation of generation facilities with Nameplate of 300MVA or Less

BA, DP*, GOP, GO, IC or IA, RC, TOP, TO

CIP-002 Process



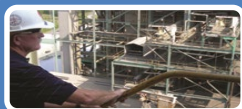
R1 Implement a Process to consider:



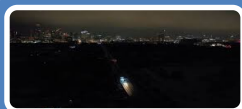
Control Center



Substation



Generation Resources



System Restoration Facilities



SPS/RAS



DP: Section 4.2.1, Protection or Restoration of
the BES

Attachment 1: Impact Rating Criteria

CIP-002 Impact Assessment

Identify

- High Impact BES Cyber Systems

Identify

- Medium Impact BES Cyber Systems

Identify

- Low Impact BES Cyber Systems

- Assessment must be completed every 15 calendar months even if the list is a null list.
- Low Impact does not require a list in this version of the Standard.

Requirements and Controls

Measures:

- Process for Classification (H/M/L)
 - ⑩ Attachment 1
 - ⑩ Guidelines and Technical Basis
- High/Medium List
- BES Cyber System List (H/M Asset Break Down for ERT)

CONTROLS

Calendar reminders

Task assignment process or system

Task escalation process or system

Dated Assessment.

CIP-002 R2

Standard:

- Review R1 and its parts every 15 calendar months even if the list is a null list.
 - Must update if changes are identified.
- CIP Senior Manager or Delegate Approve R1 list (even if null) at Least once every 15 calendar months



Acceptable Evidence:

- Electronic or physical dated records
- CIP Senior Manager or delegate approval

Applicability :

- Balancing Authority
- Distribution Provider*
- Generator Operator
- Generator Owner
- Interchange Coordinator or Interchange Authority
- Reliability Coordinator
- Transmission Operator
- Transmission Owner

R1: CIP Senior Manager Approval

R2: Low Impact Cyber Security Plan(s), Attachment 1

R3: Identify CIP Senior Manager

R4 Delegations

CIP-003-7 Quebec Effective Dates



Standard	Effective dates for Québec		
	Entities governed by Version 1 of the CIP standards adopted by the Régie	Entities exempt from the application of Version 1 of the CIP standards under the special provisions for those standards	Entities that own industrial generating facilities
CIP-003-7	2020-01-01	2020-01-01	2020-04-01

Quebec Special Provisions

Applicable Facilities

- Main transmission system (RTP) facilities and designated Distribution Provider facilities

Additional Exceptions:

- Generator Facilities Equal to or less than 300MVA
- Generator units that can't be synchronized with a neighboring system
- Step-up Substation associated with 1&2.

R1, Par 1.1 Cyber Security Policies for High and Medium:

Personnel and Training

Electronic Security Perimeters (CIP-005)
including Interactive Remote Access;

Physical security of BES Cyber Systems

System security management

Incident reporting and response planning

Recovery plans for BES Cyber Systems

Configuration change management and
vulnerability assessments

Information protection

Declaring and responding to CIP
Exceptional Circumstances.

R1, Part 1.2 Cyber Security Policies for Low

Cyber Security Awareness

Physical Security Controls

Electronic Access Controls

Cyber Security Incident response

Transient Cyber Assets and Removable
Media malicious code risk mitigation

Declaring and responding to CIP
Exceptional Circumstances

Requirements and Controls

Measures:

- Policy Documents;
 - Revision History/Records of Review
 - Document management system workflow evidence
 - Review of each cyber security policy at least once every 15 calendar months
 - Documented approval by the CIP Senior Manager for each cyber security policy

CONTROLS



Calendar reminders



Task assignment process or system



Task escalation process or system



Document Management System



GRC Tool



Dated Approval

CIP-003-7 R2 Cyber Security Plan Attachment 1 & Attachment 2 Awareness

Cyber Security Awareness:

- Requirement: At least once every 15 calendar months
- ⑩ May include Physical Security Controls

Evidence:

- Direct communications (for example, e-mails, memos, or computer-based training);
- Indirect communications (for example, posters, intranet, or brochures); or
- Management support and reinforcement (for example, presentations or meetings).
- Other

CIP-003-7 R2
Cyber Security
Plan
Attachment 1 &
Attachment 2
Physical Security

Physical Security
Control:

- Control physical access
- Access based on need
- Physical access control can be on the Asset or Location

Evidence:

- Selected access control(s) (e.g., card key, locks, perimeter controls)
- Monitoring controls (e.g., alarm systems, human observation)
- Other

CIP-003-7 R2
Cyber Security
Plan
Attachment 1 &
Attachment 2
Electronic
Access

Electronic Access Controls:

- Permit only necessary inbound and outbound electronic access
- Between a low impact BES Cyber System(s) and a Cyber Asset(s) outside the asset
- Using a routable protocol

Exception:

- Communication for Time sensitive protection and control (e.g., 61850)

Evidence

- Communication Diagrams
- List of implemented access controls
- Dial-up Controls

CIP-003-7 R2
Cyber Security
Plan
Attachment 1 &
Attachment 2
Incident Response

Cyber
Security
Incident
Response:

- Identification, classification, and response to Cyber Security Incidents;
- Determining Reportable Incidents
- Roles and responsibilities
- Incident handling
- Testing the Cyber Security Incident response plan(s) at least once every 36 calendar months
- Updating the Cyber Security Incident response plan(s), if needed, within 180 calendar days

Evidence:

- Incident Response Plan
- Testing Documentation
- Updating Plan

Transient Cyber Asset (TCA) and Removable Media (RM) Malicious Code Risk Mitigation:

TCA

- Responsible Entity: One or Combination of methods to deter malicious activity.
- Third Party: Review deterrent method(s) for malicious activity
- Other

RM

- Method to Detect Malicious code
- Mitigation of the threat of detected malicious code

Method

- Anti- Malware software
- Whitelisting/Hardening
- Procedural Review (Third Party & RM)
- Other

R3 & R4



R3: Identify a CIP Senior Manager

- document any change within 30 calendar days of the change.

R4: Implement a documented process to delegate authority

- If delegated authority is used
- Where allowed by the CIP Standard
- Approved by the CIP Senior Manager

Questions



Michael Bilheimer

- **O:** (212) 205-7053
- **C:** (646) 369-6224
- mbilheimer@npcc.org





Politique relative au traitement d'une plainte alléguant une non-conformité à une norme de fiabilité du transport d'électricité du Québec

Politique relative à la surveillance et à l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité du Québec

Webinaire Sensibilisation à la conformité

Novembre 2021



Plan de la présentation

1. Onglet dédié aux politiques à la section surveillance du site internet de la Régie
2. Faits saillants de la politique relative au traitement d'une plainte alléguant une non-conformité à une norme de fiabilité
3. Faits saillants de la version révisée de la politique relative à la surveillance
4. Période de questions

Objectif : Définir le cadre pour le traitement des plaintes alléguant une non-conformité afin d'assurer la protection des plaignants
Apporter des précisions quant à la transmission de la décision d'application aux parties prenantes du dossier d'application



2. Onglet dédié aux politiques à la section surveillance du site internet de la Régie

SURVEILLANCE DE LA CONFORMITÉ ET APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Date de dernière mise à jour : 18.02.2021

Encadrement réglementaire

- Les lois, ententes et dossiers réglementaires.

Politiques relatives à la surveillance et à l'application des normes de fiabilité

Registre des entités visées par les normes de fiabilité

Normes de fiabilité

Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité

Surveillance de la conformité et application des normes de fiabilité

- Encadrement
 - Le programme et le guide des sanctions, qui encadrent la surveillance de la conformité et l'application des normes au Québec.
- Plan d'action
- Formulaires
- Rapports d'audit
- Communications et mesures en lien avec la COVID-19

Application des normes de fiabilité

Activités administratives

- Correspondances officielles relatives au régime obligatoire;
- Autres activités administratives, y compris les réunions.

Quoi de neuf?

- Nouvelles, incluant les dernières mises à jour sur le site de la Régie en lien avec les normes de fiabilité des réseaux de transport.

Foire aux questions (F.A.Q.) (FORMAT PDF)

SURVEILLANCE DE LA CONFORMITÉ ET APPLICATION DES NORMES DE FIABILITÉ DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Date de dernière mise à jour : 01.05.2019

Politiques relatives à la surveillance et à l'application des normes de fiabilité

- Politique relative à la surveillance et l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité du Québec (FORMAT PDF)
- Politique sur la gestion des montants perçus à la suite de l'imposition d'une sanction pécuniaire - amendée le 11 avril 2019 (FORMAT PDF)

Affichage des politiques à la section surveillance



2. Faits saillants de la politique relative au traitement d'une plainte alléguant une non-conformité à une norme de fiabilité

Politique relative au traitement d'une plainte alléguant une non-conformité à une norme de fiabilité

La présente politique:

- traite les plaintes alléguant une non-conformité à une norme de fiabilité déposées en vertu de l'article 3.8 Enquête à la suite d'une plainte du Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité (PSCAQ)
- **ne couvre pas les plaintes des consommateurs déposées à la Régie en vertu du chapitre VII de la Loi¹**
- **décrit les outils et les processus mis en place afin de traiter de façon confidentielle toute plainte.**

1 - Loi sur la Régie de l'énergie (CQLR, c. R-6.01)



2. Faits saillants de la politique relative au traitement d'une plainte alléguant une non-conformité à une norme de fiabilité

Réception de la plainte:

- *Formulaire de plainte alléguant une non-conformité*, mis à jour et disponible à l'onglet Formulaires de la section surveillance.
- **Nouveau !** Boîte courriel spécialement dédiée aux plaintes : plaintes-PSCAQ@regie-energie.qc.ca
- Occasionnellement, plainte reçue:
 - ✓ à l'adresse: secretariat-PSCAQ@regie-energie.qc.ca ;
 - ✓ verbalement, par téléphone.Le plaignant est informé qu'il doit transmettre le formulaire à la boîte courriel spécialement dédiée aux plaintes.



2. Faits saillants de la politique relative au traitement d'une plainte alléguant une non-conformité à une norme de fiabilité

Réception de la plainte (suite):

- Accès restreint à la boîte courriel spécialement dédiée aux plaintes : l'adjointe à la DGPR² qui informe le Secrétaire ou le Secrétaire adjoint. Ce dernier verra:
 - ✓ à attribué un numéro de référence à cette plainte;
 - ✓ à déposer, de façon sécuritaire, le formulaire dans un dossier informatique dédié et où l'accès est restreint aux membres du comité d'évaluation de la plainte.

Rôle du comité d'évaluation de la plainte :

- confirme que la plainte est bien liée au régime obligatoire de normes de fiabilité, sinon, il recommande la fermeture du dossier;
- requiert des informations supplémentaires du plaignant par l'entremise du Secrétaire ou du Secrétaire adjoint;
- procède au démarrage de l'enquête et en informe le plaignant.



2. Faits saillants de la politique relative au traitement d'une plainte alléguant une non-conformité à une norme de fiabilité

Démarrage de l'enquête:

- Le plaignant est informé du démarrage de l'enquête;
- À la demande de la DGPR, l'enquête peut être effectuée par le NPCC³;
- **En tout temps, l'identité du plaignant sera confidentielle et traitée comme telle.**

Résultats de l'enquête :

- Le plaignant est informé du résultat de l'enquête par l'entremise du Secrétaire ou du Secrétaire adjoint qui lui transmet le rapport du Comité d'évaluation;
- Toute non-conformité décelée sera traitée conformément au PSCAQ.

Fin de l'enquête :

- Les documents relatifs à la plainte sont traités selon les règles prévues au Calendrier de conservation de la Régie.

3 - Northeast Power Coordinating Council, Inc.



3. Faits saillants de la version révisée de la politique relative à la surveillance

Politique relative à la surveillance et à l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité du Québec

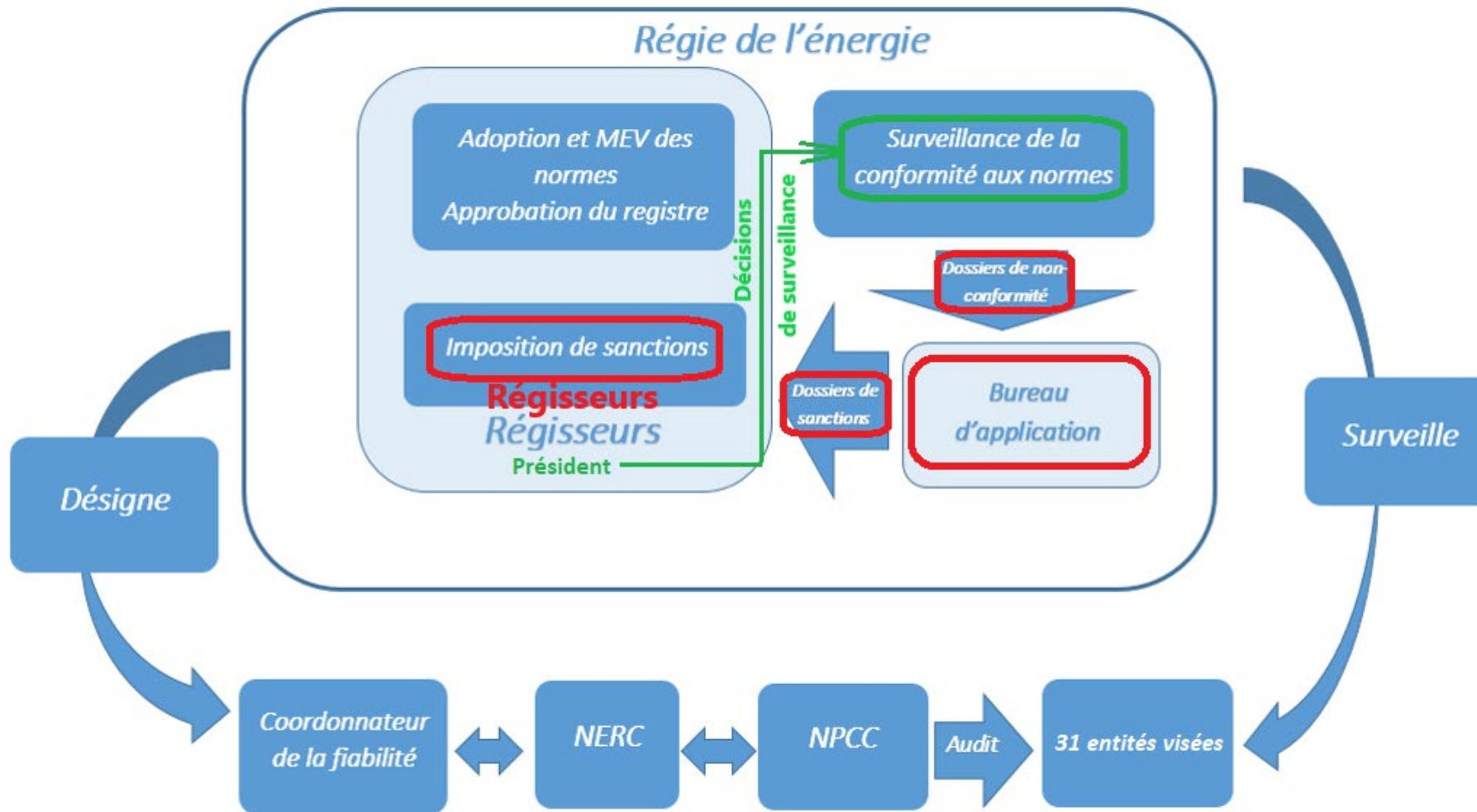
La Régie exerce trois type de fonctions et de pouvoirs :

- Fonctions et pouvoirs de type réglementaire : adoption des normes de fiabilité
- Fonctions et pouvoirs de type administratif : surveillance de la conformité aux normes
- Fonctions et pouvoirs de type quasi-judiciaire : imposition de sanctions pécuniaires ou non-pécuniaires en cas de contravention à une norme

Afin d'éviter que le cumul des fonctions réglementaires, administratives et quasi-judiciaires ne porte atteinte aux principes d'indépendance et d'impartialité de la Régie, cette dernière a adopté une approche de séparation fonctionnelle.



3. Faits saillants de la version révisée de la politique relative à la surveillance



Le personnel attiré à la surveillance de la conformité aux normes

Laurentia Dumitrescu
Philippe Héroux
Roger Dufresne
Kaywan Sanjari - stagiaire

Notre mission

Gérer les processus liés à la surveillance de la fiabilité du réseau électrique au Québec

Le personnel attiré à l'application des normes

La Formation (régisseur) désignée par le président

Sa mission

Rendre une décision d'application écrite et motivée



3. Faits saillants de la version révisée de la politique relative à la surveillance

Nouveau dans la cadre du processus décisionnel :

- Décision d'application, écrite et motivée, rendue par la Formation et déposée par le Secrétariat dans le SDÉ-Application⁴
- Décision d'application déposée par le Secrétariat dans un répertoire confidentiel auquel la Direction⁵ aura accès
- La Direction dépose la décision d'application au Système de surveillance de la conformité au Québec où le NPCC pourra en prendre connaissance

4 – Hyperlien dans le Système de dépôt électronique où les dossiers d'application des normes sont créés. Ces dossiers sont accessibles uniquement par les parties prenantes au dossier d'application.

5 – Direction chargée de la surveillance (référer à l'[organigramme](#) à jour de la Régie)



4. Période de questions

Merci de votre attention !