

Plan d'action du Programme de surveillance de la conformité et d'application de normes de fiabilité du Québec

Plan d'action pour l'année civile 2026

Version 2

Version 2 mise en vigueur le 1^{er} avril 2026

Table des matières

I. Introduction	3
II. Vue d'ensemble du cadre de surveillance.....	3
A. Évaluation des risques inhérents.....	4
B. Outils de surveillance de la conformité.....	5
C. Application des normes de fiabilité.....	5
III. Contenu du Plan d'action annuel.....	5
A. Éléments de risque	5
B. Normes de fiabilité en vigueur.....	6
C. Secteurs prioritaires pour le Québec	6
IV. Surveillance de la conformité	10
A. Audits de conformité.....	10
B. Déclaration sur la conformité.....	11
C. Contrôles ponctuels.....	11
D. Déclaration de non-conformité	11
E. Soumission périodique de données	11
Attestation de soumission du NPCC.....	15
V. Historique des versions.....	16

I. Introduction

Le Plan d'action du Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (Plan d'action du Québec) est le plan annuel mis en œuvre par le Northeast Power Coordinating Council, Inc. (NPCC), pour s'acquitter de ses responsabilités et tâches telles que décrites dans le Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (PSCAQ)¹. Le NPCC exécute les activités en lien avec le PSCAQ conformément à l'Entente amendée et renouvelée sur la mise en œuvre du Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec (l'Entente PSCAQ)².

L'Electric Reliability Organization (ERO) Enterprise (l'Entreprise ERO) est constituée de la North American Electric Reliability Corporation (NERC), du NPCC et d'autres entités régionales. L'Entreprise ERO a élaboré le Plan d'action du Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité de l'ERO (Plan d'action de l'Entreprise ERO).³ Le NPCC a établi le Plan d'action du Québec en adoptant la même approche que celle appliquée durant l'élaboration du Plan d'action de l'Entreprise ERO. Ce Plan d'action regroupe les priorités de haut niveau du NPCC en ce qui a trait au PSCAQ pour l'année civile 2026. Le NPCC adaptera les activités en matière de surveillance, pour chaque entité visée, en fonction de ses propres particularités. En tout temps, il incombe aux entités visées de se conformer à toutes les normes de fiabilité et exigences applicables à leurs fonctions enregistrées.

Durant l'année de mise en œuvre, le NPCC, avec l'approbation de la Régie de l'énergie du Québec (la Régie), pourrait mettre à jour le Plan d'action du Québec. De telles mises à jour pourraient être requises afin de refléter des changements apportés aux processus de surveillance de la conformité, des événements majeurs, des décisions de la Régie ou toute autre évolution de la situation. Le cas échéant, toutes les mises à jour du Plan d'action du Québec seront communiquées aux entités visées et à la NERC.

II. Vue d'ensemble du cadre de surveillance

L'Entreprise ERO utilise un cadre de surveillance de la conformité basé sur le risque (le Cadre) pour identifier les risques posés à la fiabilité à l'échelle de l'Entreprise ERO et les facteurs de redressement subséquents qui pourraient atténuer ou éliminer un risque particulier posé à l'interconnexion et/ou des risques posés à la fiabilité à l'échelle du

¹ [Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec](#), en vigueur le 15 septembre 2022.

² [Entente amendée et renouvelée concernant la mise en œuvre du programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec](#), en vigueur le 15 septembre 2022.

³ [2026 ERO Enterprise Compliance Monitoring and Enforcement Program Implementation Plan, Version 1.0](#) (Octobre 2025).

continent. Pour ce faire, l'Entreprise ERO identifie les éléments de risque à partir de diverses données comprenant, mais sans s'y limiter : les constats faits lors de la surveillance de la conformité, l'expérience acquise à travers l'analyse des événements, l'analyse des données, le jugement professionnel du personnel de l'Entreprise ERO, des membres des comités et des sous-comités (par ex. le NERC Reliability Issues Steering Committee (RISC)); en plus du State of Reliability Report⁴, du Long-Term Reliability Assessment⁵ et des publications du RISC⁶, des évaluations spéciales, du plan stratégique de l'Entreprise ERO et des observations tirées du processus d'analyse des événements de l'ERO. Le NPCC tient compte des risques ainsi identifiés par l'Entreprise ERO pour élaborer la liste des normes de fiabilité et des exigences activement surveillées et pour mieux cibler les activités de surveillance et d'application au Québec.

L'Entreprise ERO a analysé et réévalué les éléments de risque de l'année civile 2025 afin de déterminer s'ils pouvaient s'appliquer pour l'année civile 2026. Les éléments de risque de l'Entreprise ERO sont présentés dans le tableau 1. Le NPCC a pris en compte les risques particuliers au Québec, les circonstances particulières et caractéristiques d'exploitation associés aux entités visées au Québec pour l'année civile 2026. Le NPCC a identifié un élément de risque supplémentaire pour l'*Interconnexion* du Québec au tableau 2.

Le NPCC utilisera le Cadre et d'autres processus basés sur le risque, y compris des évaluations des risques inhérents, pour élaborer une liste de normes de fiabilité et d'exigences de la NERC pour le Québec afin de refléter la priorisation du NPCC dans le cadre du PSCAQ et à communiquer aux entités visées au Québec à porter attention à la manière dont chaque risque est traité durant leurs activités d'exploitation.

A. Évaluation des risques inhérents

Le NPCC poursuivra son Évaluation des risques inhérents (ÉRI) pour les entités visées afin de catégoriser les risques posés à l'égard de la fiabilité du réseau de transport d'électricité. Le NPCC soumet à une ÉRI toutes les entités visées pour lesquelles un audit de conformité a été prévu dans le Plan d'action annuel. L'objectif de l'ÉRI est d'identifier des secteurs prioritaires et le NPCC utilise une ÉRI comme un intrant afin de déterminer la portée finale de surveillance de la conformité de l'entité visée ainsi que le plan de surveillance. L'ÉRI considère les facteurs de risque propres à une entité donnée, tels que les actifs, les systèmes, la géographie, les connexions au réseau, l'historique en matière de conformité, et la composition unique de l'entité prise dans son ensemble. Ensuite, le NPCC évalue ces facteurs de risque par rapport aux facteurs de risque de la non-conformité prévus dans la norme de fiabilité, et catégorisés comme « élevé », « moyen » ou « faible ». Les cotes associées à ces facteurs de risque servent à établir la portée de la surveillance. Dans la mesure du possible,

⁴ [2025 State of Reliability](#) (juin 2025).

⁵ [2024 Long-Term Reliability Assessment](#), décembre 2024 (mis à jour le 15 juillet 2025).

⁶ [2025 ERO Reliability Risk Priorities Report](#) (août 2025).

le NPCC utilisera l'information déjà disponible pour conduire une ÉRI sans exiger d'informations pré-audit auprès de l'entité visée.

B. Outils de surveillance de la conformité

Le Plan d'action du Québec documente les moyens de surveillance de la conformité prévus (par exemple, audits sur place ou hors site, contrôles ponctuels ou déclarations sur la conformité). Les entités inscrites à titre de coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport sont assujettis à un cycle d'audit au moins tous les trois (3) ans. Les autres fonctions de l'entité visée sont vérifiées au moins une fois tous les sept (7) ans. La détermination des outils de surveillance de la conformité appropriés est ajustée selon le besoin, au cours d'une année de mise en œuvre donnée.

C. Application des normes de fiabilité

Le PSCAQ permet l'application des normes de fiabilité basée sur le risque. Si, après l'évaluation du NPCC, une non-conformité comporte seulement un risque peu élevé pour la fiabilité du réseau de transport d'électricité, et que l'entité visée prend les mesures nécessaires pour remédier la non-conformité, le NPCC peut recommander que la non-conformité soit traitée par la procédure simplifiée d'identification, de rectification et de suivi (« SICM »). Selon cette procédure simplifiée, si l'entité visée rectifie la situation à la satisfaction de la Régie, aucune sanction pécuniaire ou non pécuniaire n'est imposée. Cette procédure favorise la détection et la correction rapides de la non-conformité de la part des entités visées.

Des sanctions pécuniaires et non pécuniaires sont imposées pour certaines contraventions comportant un risque modéré et pour la plupart, sinon toutes, les contraventions qui comportent un risque élevé. Des crédits liés aux sanctions pécuniaires et non pécuniaires sont habituellement accordés lorsque l'entité visée adopte une bonne conduite, par exemple, lorsqu'elle offre sa collaboration ou reconnaît sa responsabilité face à la non-conformité, met de l'avant une culture de conformité et déclare elle-même la non-conformité.

III. Contenu du Plan d'action annuel

A. Éléments de risque

Le tableau 1 présente les éléments de risque de l'Entreprise ERO pour les années civiles 2025 et 2026. Le processus d'élaboration des éléments de risque prend en compte les données, rapports et publications pour identifier les risques visés par la surveillance de la conformité.

Tableau 1 : Comparaison des éléments de risque de l'Entreprise ERO

Éléments de risque - 2025	Éléments de risque - 2026
Connectivité à distance	Connectivité à distance
Chaîne d'approvisionnement	Chaîne d'approvisionnement
Sécurité physique	Sécurité physique
Intervention en cas d'incident	Transformation du réseau électrique
Modélisation et planification du transport	
Ressources raccordées au moyen d'onduleurs	
Caractéristiques assignées des installations	Caractéristiques assignées des installations
Réponse par temps extrême	Réponse par temps extrême

En plus des éléments de risque identifiés par l'Entreprise ERO, les lacunes dans l'exécution des programmes demeurent un élément de risque unique applicable au Québec en 2026, tel que décrit au tableau 2 ci-dessous. Des exigences supplémentaires des normes de fiabilité de la NERC sont identifiées en lien avec cet élément de risque régional pour Québec dans la liste des normes de fiabilité et exigences activement surveillées au Québec au tableau 3.

Tableau 2 : Élément de risque régional pour Québec

Élément de risque régional pour Québec	Explication
Lacunes dans l'exécution des programmes	L'entité ne doit pas seulement démontrer la conformité, mais les contrôles internes doivent être mis en œuvre, fonctionner et être efficaces. L'évolution des manquements aux exigences observée par le NPCC durant les activités de surveillance de la conformité récents et/ou les autres risques identifiés par l'ERO apparaissent comme des exigences dans le tableau 3 sous la rubrique « Lacunes dans l'exécution des programmes ».

B. Normes de fiabilité en vigueur

La Régie adopte et met en vigueur les normes de fiabilité de la NERC avec leurs Annexes Québec (Normes de fiabilité). Les Normes de fiabilité en vigueur au Québec et celles qui entreront éventuellement en vigueur sont affichées sur la page des [Normes de fiabilité](#) du site Web de la Régie.

C. Secteurs prioritaires pour le Québec

Le tableau 3 ci-après présente la liste des Normes de fiabilité et des exigences que le NPCC surveillera activement au Québec en 2026.

Pour élaborer le tableau 3, le NPCC utilise comme référence les secteurs prioritaires de l'ERO pour l'année civile 2026 et les compare ensuite aux secteurs prioritaires du NPCC tout en considérant les Normes de fiabilité et des exigences qui s'appliquent au Québec et les entités au Québec qui doivent faire l'objet d'un audit en 2026. Enfin, le NPCC peut décider d'ajouter au tableau 3 des secteurs prioritaires pour les entités au Québec qui sont associés à un

élément de risque de l'Entreprise ERO pour l'année civile 2026, alors que la Norme de fiabilité et l'exigence ne correspondent pas nécessairement à un élément de risque de l'Entreprise ERO pour l'année civile 2026.

Tableau 3 : Normes et exigences faisant l'objet d'une surveillance active en 2026

Identification des secteurs prioritaires	Élément de risque	Norme	Exigence(s)	Fonctions surveillées
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	CIP-002-5.1a	E1	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Connectivité à distance ; Sécurité physique ; Transformation du réseau électrique	CIP-003-8	E2	DP, GO, GOP, TO
Propre au Québec	Lacunes dans l'exécution des programmes	CIP-004-7	E4, E5	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	CIP-004-7	E6	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Connectivité à distance	CIP-005-7	E2, E3	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Sécurité physique	CIP-006-6	E1	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Sécurité physique	CIP-007-6	E2	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Chaîne d'approvisionnement	CIP-010-4	E1	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	CIP-011-3	E1	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Connectivité à distance	CIP-012-1	E1	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Chaîne d'approvisionnement	CIP-013-2	E1	DP, GO, GOP, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	CIP-014-3	E1	TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Sécurité physique	CIP-014-3	E4, E5	TO

Tableau 3 : Normes et exigences faisant l'objet d'une surveillance active en 2026

Identification des secteurs prioritaires	Élément de risque	Norme	Exigence(s)	Fonctions surveillées
Propre au Québec	Lacunes dans l'exécution des programmes	CIP-014-3	E6	TO
Propre au Québec	Lacunes dans l'exécution des programmes	EOP-005-3	E14	GOP
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	FAC-001-4	E1, E2	GO, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	FAC-002-4	E1, E2	TO, TP, GO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Réponse par temps extrême	FAC-003-4 (jusqu'au 30 septembre 2026)	E6	GO, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Réponse par temps extrême	FAC-003-5 (à compter du 1 ^{er} octobre 2026)	E6	GO, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Caractéristiques assignées des installations	FAC-008-5	E6	GO, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	MOD-025-2	E1, E2, E3	GO, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	MOD-026-1	E2, E6	GO, TP
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	MOD-027-1	E5	TP
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	MOD-031-3	E1, E2	PC, TP, RP, DP
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	MOD-032-1	E1, E2, E3, R4	PC, TP, GO, LSE, RP, TO, TSP
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	PRC-005-6	E3, E5	TO, GO, DP

Tableau 3 : Normes et exigences faisant l'objet d'une surveillance active en 2026

Identification des secteurs prioritaires	Élément de risque	Norme	Exigence(s)	Fonctions surveillées
Propre au Québec	Lacunes dans l'exécution des programmes	PRC-006-5	E9	TO, DP
Propre au Québec	Lacunes dans l'exécution des programmes	PRC-019-2	E1, E2	GO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	PRC-024-3	E1, E2	GO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	PRC-027-1	E1, E2, E3	DP, GO, TO
Plan d'action de l'Entreprise ERO	Transformation du réseau électrique	TPL-001-4	E1, E2, E3, E4, E5, E6, E7	TP, PC

IV. Surveillance de la conformité

A. Audits de conformité

Le tableau 4 présente les audits de conformité qui seront effectués en 2026.

Tableau 4 : Programme d'audit pour 2026			
Audits hors site liés à l'exploitation et à la planification			
Entités visées	Acronymes	Fonctions faisant l'objet de l'audit	Date de l'audit provisoire
Énergie éolienne Vents du Kempt S.E.C.	VDK	GO, GOP	2 ^e trimestre
Éoliennes de L'Érable S.E.C.	EER	GO, GOP	2 ^e trimestre
Kruger Énergie Montérégie S.E.C.	MON	GO, GOP	2 ^e trimestre
Audits hors site lié aux normes CIP, à l'exploitation et à la planification			
Entité visée	Acronyme	Fonctions faisant l'objet de l'audit	Date de l'audit provisoire
Hydro-Québec	HQ	DP, GO, GOP, LSE, PA, RP, TO, TP, TSP	2 ^e trimestre

Le tableau 5 présente les audits de conformité qui seront effectués en 2027.

Tableau 5 : Programme d'audit pour 2027		
Audits hors site lié à l'exploitation et à la planification		
Entité visée	Acronyme	Fonctions faisant l'objet de l'audit
EEN CA Lac Alfred S.E.C. et Enbridge Lac Alfred Wind Project S.E.C. (EDF EN Canada Inc.)	LA	GO, GOP
EEN CA Rivière-du-Moulin S.E.C. et Éolien DIM S.E.C. (EDF EN Canada Inc.)	RDM	GO, GOP

B. Déclaration sur la conformité

Le NPCC, à la demande de la Régie ou avec son autorisation, peut mettre en œuvre des déclarations sur la conformité sur une base trimestrielle. L'avis relatif à la déclaration sur la conformité du NPCC indiquera si la déclaration sur la conformité s'applique à l'ensemble des exigences de la Norme de fiabilité ou si elle s'applique à des exigences ou des sous-exigences particulières. L'avis indiquera si des pièces justificatives doivent accompagner la déclaration sur la conformité et précisera l'échéance prévue pour produire la déclaration.

Le NPCC ne prévoit pas de mettre en œuvre des déclarations sur la conformité en 2026.

C. Contrôles ponctuels

Le NPCC peut effectuer des contrôles ponctuels à tout moment avec l'autorisation ou à la demande de la Régie. Le NPCC avisera l'entité visée au moins vingt (20) jours avant qu'un tel contrôle ponctuel ait lieu.

D. Déclaration de non-conformité

Une entité visée doit soumettre une déclaration de non-conformité au moment où elle découvre qu'elle ne se conforme pas ou qu'elle pourrait ne pas s'être conformée à une Norme de fiabilité que la Régie a mise en vigueur. L'entité devrait faire de même lorsqu'il y a un changement dans la gravité d'une situation de non-conformité déjà déclarée. Une entité visée doit soumettre les déclarations au moyen du *Système de Surveillance de la Conformité au Québec (SSCQ)* de la Régie.

Les entités visées doivent inclure suffisamment de renseignements dans leurs déclarations pour permettre au NPCC d'évaluer la non-conformité et le risque qu'elle pose pour la fiabilité du réseau de transport d'électricité. Les déclarations doivent également comprendre une description détaillée de la non-conformité, ainsi que sa portée et sa ou ses causes fondamentales. Les déclarations doivent également comprendre une description détaillée de toutes les mesures de redressement et indiquer si ces mesures sont terminées ou toujours en cours. Les mesures de redressement doivent corriger le problème, éliminer la ou les causes fondamentales et empêcher le problème de se reproduire.

E. Soumission périodique de données

Pour les Normes de fiabilité qui prévoient l'obligation de déclarer périodiquement ou uniquement après l'évènement survenu, les entités visées doivent fournir une soumission périodique de données pour ladite exigence de la Norme de fiabilité, selon l'échéancier présenté au tableau 6.

Tableau 6 : Matrice de soumission périodique de données pour l'année civile 2026

Norme de fiabilité	Exigence	Description	Fonction	Soumettre	Fréquence de soumission	Dates de la soumission
BAL-003-2	E1	Chaque groupe de partage de la réponse en fréquence (FRSG) ou responsable de l'équilibrage non membre d'un FRSG doit obtenir une mesure de la réponse en fréquence (FRM) annuelle – telle que calculée et déclarée conformément à l'annexe A – qui est égale à son obligation de réponse en fréquence (FRO) ou plus négative que celle-ci de manière à assurer que chaque FRSG, ou BA non membre d'un FRSG, fournit une réponse en fréquence suffisante pour faire en sorte que la réponse en fréquence de l'Interconnexion soit égale à l'obligation de réponse en fréquence de l'Interconnexion ou plus négative que celle-ci.	BA	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Chaque année	Selon les dates indiquées dans l'Annexe A de la Norme de fiabilité BAL-003-2 - Calendrier des activités des responsables de l'équilibrage relatives à la réponse en fréquence et au réglage de la compensation en fréquence.
EOP-004-4	E2	Chaque entité responsable doit déclarer les événements spécifiés à l'annexe 1 de la Norme de fiabilité EOP-004-4 aux entités spécifiées dans son plan d'exploitation de déclaration des événements dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour le type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h heure locale).	Consulter la norme	À la NERC	Selon l'événement survenu et l'exigence E2	Dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour le type d'événement ou au plus tard la fin du jour ouvrable suivant si l'événement se produit une fin de semaine
EOP-008-2	E8	Chaque coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport qui a subi une perte de sa fonctionnalité principale ou de relève et qui prévoit que cette perte durera plus de six mois civils doit soumettre à son entité régionale, dans les six mois civils suivant cette perte, un plan montrant comment il rétablira la fonctionnalité principale ou de relève.	RC/BA/TOP	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Selon l'événement survenu et l'exigence E8	Dans les six mois suivant la perte de la fonctionnalité.
FAC-003-4 (jusqu'au 30 septembre 2026) FAC-003-5 (à compter du 1 ^{er} octobre 2026)	C.1.4	Le propriétaire d'installation de transport visé et le propriétaire d'installation de production visé soumettra un rapport trimestriel à son entité régionale, ou à l'organisme désigné par l'entité régionale, identifiant tous les déclenchements définitifs des lignes visées exploitées suivant leurs caractéristiques assignées et leurs conditions d'exploitation électriques assignées tel que déterminé par le propriétaire d'installation de transport visé et le propriétaire d'installation de production visé comme ayant été causés par la végétation, à l'exception à des exclusions de la note de bas de page 2, et incluant au minimum ce qui suit : ...	TO/GO	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Chaque trimestre, mais seulement s'il y a des événements décrits à la FAC-003 au cours du trimestre.	Dans les 20 jours suivant la fin du trimestre ET seulement si un événement à déclarer s'est produit pendant ce trimestre, selon l'événement survenu.
PRC-002-2 (jusqu'au 30 juin 2026)	E12	Chaque propriétaire d'installation de transport et propriétaire d'installation de production doit, dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une perte de capacité d'enregistrement de données ECE, ED ou EPD :	TO/GO	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Selon l'événement survenu et l'exigence E12	Dans les 90 jours suivant la découverte de la perte de capacité d'enregistrement des données ECE, ED et

Tableau 6 : Matrice de soumission périodique de données pour l'année civile 2026

Norme de fiabilité	Exigence	Description	Fonction	Soumettre	Fréquence de soumission	Dates de la soumission
		<ul style="list-style-type: none"> rétablir la capacité d'enregistrement ; ou soumettre à l'entité régionale un plan d'actions correctives et mettre en œuvre ce plan. 				EPD.
PRC-002-5 (à compter du 1 ^{er} juillet 2026)	E12	<p>Chaque <i>propriétaire d'installation de transport et propriétaire d'installation de production</i> doit, dès qu'il découvre une perte de capacité d'enregistrement de données ECE, ED ou EPD :</p> <ul style="list-style-type: none"> rétablir la capacité d'enregistrement dans les 90 jours civils ; ou soumettre à l'entité régionale un <i>plan d'actions correctives</i> dans les 90 jours civils, puis le mettre en œuvre dans les délais qui y sont prévus. 	TO/GO	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Selon l'événement survenu et l'exigence E12	Dans les 90 jours suivant la découverte de la perte de capacité d'enregistrement des données ECE, ED et EPD.
PRC-023-4 (jusqu'au 30 septembre 2026) PRC-023-6 (à compter du 1 ^{er} octobre 2026)	E5	Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son entité régionale au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit.	TO/GO/DP	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Chaque année, mais seulement si l'entité choisit de régler les relais des circuits en fonction du critère 12 de l'exigence E1	Seulement si l'entité choisit de régler les relais des circuits en fonction du critère 12 de l'exigence E1; l'entité doit en fournir une liste à jour au NPCC à chaque année civile, en veillant à ce qu'il ne s'écoule pas plus de 15 mois entre deux rapports.
PRC-023-4 (jusqu'au 30 septembre 2026) PRC-023-6 (à compter du 1 ^{er} octobre 2026)	E6.2	Fournir la liste des circuits à tous les entités régionales, coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production et distributeurs à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.	PC	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Selon l'événement survenu et l'exigence E6.2	Dans les 30 jours suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours suivant toute modification apportée à la liste, selon l'événement survenu.
PRC-028-1 (en vigueur le 1 ^{er} juillet 2026)	E8	<p>Chaque <i>propriétaire d'installation de production</i> doit, suivant la découverte d'une perte de capacité d'enregistrement de données ECE, ED ou EPD :</p> <ul style="list-style-type: none"> rétablir la capacité d'enregistrement dans les 90 jours civils ; ou soumettre un <i>plan d'actions correctives</i> à l'entité régionale dans un délai de 90 jours civils, puis mettre en œuvre ce plan dans les délais qui y sont prévus. 	GO	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Seulement si l'événement survient selon l'exigence E8	Dans les 90 jours suivant la découverte de la perte de capacité d'enregistrement des données ECE, ED et EPD; si la capacité d'enregistrement n'a pas été rétablie.
TPL-007-4	E7.4	Le <i>plan d'actions correctives</i> doit (...) être soumis au responsable des mesures pour assurer la conformité, accompagné d'une demande de prolongation en cas d'incapacité de l'entité responsable de mettre en œuvre le <i>plan d'actions correctives</i> conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 7.3. Le <i>plan d'actions correctives</i> soumis doit comporter les informations suivantes :	PC/TP	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Selon l'événement survenu (le besoin d'une prolongation) conformément au plan d'actions	Dans un délai raisonnable à la suite de l'identification de l'entité responsable étant dans l'impossibilité de mettre en œuvre le plan d'actions correctives conformément au

Tableau 6 : Matrice de soumission périodique de données pour l'année civile 2026

Norme de fiabilité	Exigence	Description	Fonction	Soumettre	Fréquence de soumission	Dates de la soumission
		<p>7.4.1. Les circonstances à l'origine du retard dans la mise en œuvre complète ou partielle des actions adoptées à l'alinéa 7.1, et en quoi ces circonstances sont indépendantes de la volonté de l'entité responsable;</p> <p>7.4.2. Les révisions des actions adoptées à l'alinéa 7.1, le cas échéant, y compris le recours à des procédures d'exploitation s'il y a lieu; et</p> <p>7.4.3. Un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1.</p>			correctives	calendrier prescrit à l'alinéa 7.3 et avant la date de fin du calendrier soumis.
TPL-007-4	E11.4	<p>En ce qui a trait au <i>plan d'action correctives</i> qui précise comment les critères de comportement seront respectés. Le <i>plan d'action correctives</i> doit :</p> <p>11.4. Être soumis au <i>responsable des mesures pour assurer la conformité</i>, accompagné d'une demande de prolongation en cas d'incapacité de l'entité responsable de mettre en œuvre le plan d'actions correctives conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 11.3. Le <i>plan d'actions correctives</i> soumis doit comporter les informations suivantes</p> <p>11.4.1. Les circonstances à l'origine du retard dans la mise en œuvre complète ou partielle des actions adoptées à l'alinéa 11.1, et en quoi ces circonstances sont indépendantes de la volonté de l'entité responsable;</p> <p>11.4.2. les révisions des actions adoptées à l'alinéa 11.1, le cas échéant, y compris le recours à des procédures d'exploitation s'il y a lieu ; et</p> <p>11.4.3. un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1.</p>	PC/TP	Au NPCC et à la Régie au moyen du SSCQ	Selon l'événement survenu (le besoin d'une prolongation) conformément au plan d'actions correctives	Moins d'un an après la réalisation d'une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire et dans un délai raisonnable après avoir conclu que la mise en œuvre du <i>plan d'actions correctives</i> par l'entité responsable nécessitera une demande de prolongation du calendrier prescrit à l'alinéa 11.3.

Attestation de soumission du NPCC

Le NPCC atteste que le présent Plan d'action du Québec pour l'année civile 2026 est à la fois nécessaire et suffisant à ce jour pour la surveillance de la conformité aux Normes de fiabilité en vigueur au Québec.

V. Historique des versions

Version	Date d'approbation	Date de mise en vigueur	Modifications
1	27 novembre 2025	1 ^{er} janvier 2026	Version initiale
2	18 mars 2026	1 ^{er} avril 2026	<ul style="list-style-type: none">• L'ajout de la section « Historique des versions ».• Mise à jour du programme d'audit pour 2027.• Mise à jour de la matrice de soumission périodique de données pour l'année civile 2026.