
Projet QC-2026-03

Suivi de la décision D-2022-110 - Impacts et plans d'action associés à la norme TPL-007-4

1. INTRODUCTION ET PORTÉE DE LA DEMANDE

Dans ses décisions D-2021-015 et D-2022-110, la Régie de l'énergie (ci-après, la « Régie ») a ordonné au Coordonnateur de la fiabilité (ci-après, le « Coordonnateur ») de déposer une nouvelle demande visant à présenter les impacts de la norme TPL-007-4, notamment les résultats des évaluations de vulnérabilité aux perturbations géomagnétiques (ci-après, « PGM ») conformément aux exigences E4 et E8 et les plans d'actions correctives (ci-après, « PAC ») élaborés conformément à l'exigence E11.

Par la présente, le Coordonnateur répond aux suivis demandés par la Régie de l'énergie, conformément au paragraphe 71 de la décision D-2021-015¹ et au paragraphe 54 de la décision D-2022-110², notamment :

- la description sommaire des modèles et des études réalisées;
- la liste des entités et des installations visées;
- les seuils de courant atteints pour les transformateurs visés par les évaluations de vulnérabilité à la PGM de référence et supplémentaire;
- les résultats des plans d'actions correctives;

1.1. Applicabilité

Le Coordonnateur présente à titre informatif les fonctions visées par la norme TPL-007-4 dans le tableau ci-dessous.

Norme	Fonctions visées
TPL-007-4	<i>Coordonnateur de la planification (PC)</i> <i>Planificateur de réseau de transport (TP)</i> <i>Propriétaire d'installation de transport (TO)</i> <i>Propriétaire d'installation de production (GO)</i>

La liste des entités et des installations visées est présentée dans le document « Entités et installations visées par la norme TPL-007-4 ».

1.2. Contexte réglementaire

La norme ainsi que l'annexe de la TPL-007-4, adoptée par la Régie dans sa décision D-2022-110³, est entrée en vigueur au 1^{er} avril 2023. Les exigences E3, E4, E7, E8 et E11 de la norme entrent en vigueur au 1^{er} avril

¹ Régie de l'énergie, décision D-2021-015, dossier R-4132-2020, consulté le 14 avril 2026 au : <https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/entites-visees-normes-de-fiabilite/normes-de-fiabilite/D-2021-015.pdf>.

² Régie de l'énergie, D-2022-110, dossier R-4192-2022, consulté le 14 avril 2026 au : <https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/entites-visees-normes-de-fiabilite/normes-de-fiabilite/D-2022-110.pdf>

³ Régie de l'énergie, D-2022-110, dossier R-4192-2022, consulté le 14 avril 2026 au : <https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/entites-visees-normes-de-fiabilite/normes-de-fiabilite/D-2022-110.pdf>

2026. La version antérieure de la norme TPL-007, soit la norme TPL-007-3, a été adoptée par la Régie dans sa décision D-2021-015⁴ et elle est entrée en vigueur au 1^{er} avril 2021.

Puisque les analyses requises sont maintenant complétées et que le délai d'implantation de 60 mois prévu à l'exigence E11 est échu, tel qu'ordonné au paragraphe 71 de la décision D-2021-015 et au paragraphe 53 de la décision D-2022-110 le Coordonnateur lance une consultation publique afin de présenter les activités réalisées par le PC, d'exposer les conclusions préliminaires et de recueillir les commentaires des parties intéressées, le cas échéant.

1.3. Dispositions particulières

La norme TPL-007-4 actuellement en vigueur s'applique aux *installations* du *réseau de transport principal* (ci-après, « RTP ») comprenant un ou des transformateurs de puissance dont le côté haute tension présente un enroulement en étoile avec neutre mis à la terre et dont la tension aux bornes est supérieure à 200 kV. Bien que la présente consultation publique vise à répondre aux suivis exigés par la Régie de l'énergie dans les décisions D-2021-015 et D-2022-110, le Coordonnateur propose également d'uniformiser les dispositions particulières reconduites de l'annexe Québec de la TPL-007-4, conformément au paragraphe 285 de la décision D-2024-060⁵, lequel précise la formulation et l'emplacement des dispositions particulières dans toute norme faisant référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* ». Conséquemment, le Coordonnateur propose la disposition particulière suivante à la section « Applicabilité » :

« Dans l'applicabilité de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « *BES* » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « *RTP* » respectivement. »

Finalement, une disposition particulière applicable au Québec a été ajoutée à la section 4.2.2 de l'annexe afin de faire référence au RTP plutôt qu'au BES. Conséquemment, le Coordonnateur propose la disposition particulière suivante à la section 4.2.2 :

« *Installations* faisant partie du RTP comprenant un ou des transformateurs de puissance dont le côté haute tension présente un enroulement en étoile avec neutre mis à la terre et dont la tension aux bornes est supérieure à 200 kV. »

2. DESCRIPTION SOMMAIRE DES MODÈLES RÉALISÉS

Les études réalisées conformément à la norme TPL-007-4 reposent sur un ensemble d'hypothèses de modélisation et de données, à partir desquelles sont réalisées les évaluations des PGM. Les modèles servent de fondation pour quantifier les effets des PGM sur les transformateurs, la tension du réseau et les équipements de protection. Ces modèles sont présentés dans les sous-sections 2.1 à 2.6.

⁴ Régie de l'énergie, décision D-2021-015, dossier R-4132-2020, consulté le 14 avril 2026 au : <https://www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/entites-visees-normes-de-fiabilite/normes-de-fiabilite/D-2021-015.pdf>

⁵ Régie de l'énergie, décision D-2024-060, dossier R-4229-2024, consulté le xx février 2026 au : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4229-2023/doc/R-4229-2023-A-0020-Dec-Dec-2024_06_20.pdf

2.1. Modèles d'écoulement de puissance 2021-2025 – Études de stabilité de tension

Les analyses PGM du *PC* s'appuient sur les modèles d'écoulement de puissance développés selon les normes de fiabilité MOD-032-1 et TPL-001-4. Ces modèles représentent le réseau québécois pour le scénario de la pointe d'hiver 2025-2026 ainsi que le scénario hors pointe en été 2026 et sont utilisés pour les analyses thermiques et de tension.

2.2. Modélisation CGI dans PSS®E

Les événements PGM sont appliqués à l'aide du module pour l'analyse des courants induits géomagnétiquement (ci-après, « CIG »), qui calcule le courant continu induit dans les transformateurs et les charges réactives ajoutées pour simuler la saturation des transformateurs qui est la cause principale des problèmes d'orages magnétiques.

2.3. Modèles géomagnétiques de conductivité du sol

Ces modèles régionaux de conductivité du sol, basés sur les données et analyses de Ressources naturelles Canada (ci-après « RNCan »), définissent la réponse locale du sol aux tempêtes géomagnétiques.

2.4. Modèles d'événements PGM (référence et supplémentaire)

Conformément à la norme TPL-007-4 et la différence régionale pour les territoires canadiens, deux types d'événements géomagnétiques, soit un événement de référence ayant une probabilité de récurrence d'environ une (1) fois par 100 ans, est appliqué uniformément à l'ensemble du réseau, ou un événement supplémentaire, qui correspond à un événement plus sévère, mais localisé, permettant de cibler des zones particulières du territoire. Ces modèles de référence déterminent l'intensité, l'étendue et l'orientation de la tempête utilisée dans les simulations.

Le *PC* a utilisé des modèles canadiens de champ géomagnétique et de conductivité du sol produits par RNCan, fondés sur 40 ans de données de magnétomètre. Les champs géomagnétiques appliqués proviennent des événements de référence 1/100 ans de RNCan, incluant des modèles de conductivité du sol propre au Québec.

2.5. Modèles EMT pour les harmoniques

Des simulations électromagnétiques transitoires (ci-après, « EMT ») sont réalisées afin d'évaluer les effets des courants induits sur le réseau. Ces modèles sont utilisés pour simuler l'impact des saturations CIG sur les relais et équipement sensibles tel que le comportement des relais de protection dans ces conditions.

2.6. Modèles thermiques des transformateurs (Hitachi/ABB)

Ces modèles, provenant du manufacturier Hitachi/ABB, ont permis d'évaluer la capacité thermique et les limites de température sous l'effet des GIC.

3. DESCRIPTION SOMMAIRE DES ÉTUDES RÉALISÉES

Dans le cadre de l'évaluation de vulnérabilité aux PGM réalisée conformément à la norme TPL-007-4, le Coordonnateur présente ci-après un résumé des principales étapes techniques suivies par le *PC* ainsi que ses conclusions.

Conformément à l'annexe 1-CAN de la norme TPL-007-4, le *PC* a utilisé les caractéristiques régionales propres au Québec pour l'événement de référence et pour l'événement supplémentaire. Ces caractéristiques sont basées sur des mesures 1 minute provenant des magnétomètres d'Ottawa et de Poste-de-la-Baleine/Sanikiluaq. Des données spécifiques au contexte canadien — incluant le champ géomagnétique et la conductivité du sol — ont donc été utilisées pour les évaluations de vulnérabilité. Les valeurs retenues reposent sur une analyse statistique des extrêmes réalisée par le groupe de météorologie spatiale de RNCAN.

3.1. Évaluation thermique des transformateurs

L'évaluation thermique des transformateurs lors d'un événement de PGM, tient compte du fait que les CIG peuvent entraîner un échauffement potentiellement dommageable. Les PGM ont été modélisés pour différents cas de charge et un calcul de réseau en courant continu (ci-après, « CC ») a permis de déterminer les CIG circulant dans les transformateurs.

Conformément aux exigences E6 et E10 de TPL-007-4, sept (7) transformateurs appartenant à HQ dépassent le seuil de 75 A/phase pour l'événement de référence, tandis que cinq (5) autres transformateurs appartenant également à HQ dépassent 85 A/phase pour les événements supplémentaires. Aucun des transformateurs appartenant aux autres entités visées au Québec ne dépasse ces seuils, et par conséquent, aucune analyse d'échauffement thermique n'est requise pour les événements de référence ou supplémentaire. Ce filtrage permet de cibler les transformateurs pour lesquels une évaluation plus détaillée est requise. Celle-ci a été réalisée par Hitachi/ABB, qui a calculé les températures des enroulements et des pièces structurales en utilisant la signature CIG spécifiée par la NERC, en supposant une charge maximale et une température ambiante de 30 °C. Les limites thermiques recommandées par IEEE C57.163-2023 — soit 180 °C pour les enroulements et 200 °C pour les pièces structurales — ont été vérifiées et respectées.

Les résultats montrent que, pour l'événement de référence comme pour les événements supplémentaires, aucun transformateur n'excède sa capacité thermique CIG. Les valeurs de CIG mesurées demeurent sous les seuils critiques établis par Hitachi/ABB. Ainsi, aucun enjeu technique n'est anticipé pour les transformateurs évalués, et aucune mesure corrective n'est requise.

3.2. Évaluation de la stabilité de tension en régime permanent

L'évaluation de la stabilité de la tension en régime permanent montre que les CIG circulant et saturant les transformateurs de puissance entraînent une absorption de MVAR sur le réseau, ce qui abaisse le niveau de tension et peut mener à un effondrement de tension. Cette évaluation requiert l'ajout de charges réactives équivalentes pour représenter la saturation des transformateurs et simuler les effets d'une tempête géomagnétique.

L'évaluation de la stabilité de la tension en régime permanent consiste à appliquer les champs électriques PGM dans le module CIG de PSS/E, à résoudre les courants continus induits dans les transformateurs, puis à en déduire l'absorption réactive liée à leur saturation. Les effets harmoniques et les contraintes thermiques sont vérifiés afin d'identifier toute mise hors service potentielle, ce qui entraîne au besoin une réitération des calculs. L'écoulement de puissance en courant alternatif est ensuite résolu afin de

confirmer le respect des exigences de performance de TPL-007 et des limites de tension post-contingences prévues à l'exigence E3.

Les simulations EMT démontrent que seules certaines protections de bancs de condensateurs présentaient un risque de pseudosurcharge de la valeur efficace (RMS), corrigé par un rappel et une mise à jour des réglages initiés en 2022, permettant ainsi de considérer ces équipements comme disponibles pour l'analyse. Aucun autre enjeu majeur n'a été détecté pour les lignes, transformateurs ou compensateurs statiques, ces derniers ayant été particulièrement renforcés depuis la panne électrique majeure survenue au Québec en 1989 causée par une tempête géomagnétique extrême.

Les résultats indiquent que, pour l'événement de référence, les tensions demeurent au-dessus des limites acceptables aux postes de 200 kV et plus, notamment grâce aux compensateurs statiques, condensateurs synchrones et plateformes de compensation série, qui atténuent efficacement les effets des CIG. Les tensions au 735 kV se rétablissent dans les limites post-contingence après les commutations automatiques nécessaires. Pour les événements supplémentaires, utilisant un déplacement d'une zone localisé de 100 km × 100 km appliqués autour de chaque poste 735 kV (et certains postes 315 kV), les tensions observées — à l'intérieur comme à l'extérieur des zones analysées — respectent également les critères de performance de la norme, confirmant que le réseau maintient une stabilité de tension adéquate même sous conditions PGM localisées sévères.

3.3. Plan d'action correctif (CAP)

Dans le cadre des travaux réalisés conformément à la norme TPL-007-4, Hydro-Québec a mis en œuvre les mesures correctives requises à la suite de l'identification d'une vulnérabilité touchant certains types de protections de bancs de condensateurs.

Plus précisément, une mise à jour des protections de 17 bancs de condensateurs a été entreprise, incluant à la fois les mises à jour du micrologiciel et les ajustements de réglages nécessaires pour assurer leur robustesse en présence d'harmoniques générés par la saturation des transformateurs sous PGM. Ces actions correctives répondent aux exigences R7 et R11, qui imposent un délai maximal de deux ans pour la mise en œuvre des correctifs applicables.

Les travaux requis sont menés conformément à ces échéances. À ce jour, la mise à jour des protections de 12 des 17 bancs de condensateurs a été complétée, et les mises à jour restantes devraient être finalisées en 2026. Aucun autre correctif n'a été jugé nécessaire. Les protections concernées respectent désormais les critères de performance attendus lors d'événements PGM, assurant ainsi le maintien de la fiabilité du réseau.

4. ÉVALUATION DE L'IMPACT

Les protections de bancs de condensateurs visées ont fait l'objet des ajustements requis afin d'assurer une protection adéquate contre les surcharges harmoniques, incluant des mises à jour du micrologiciel et des paramètres de réglage. Hydro-Québec est le seul propriétaire de bancs de condensateur de 200 kV et plus visés par le plan d'action correctif. Les travaux, amorcés en 2022, seront exécutés d'ici la fin de l'année 2026, conformément aux exigences R7 et R11 de la norme TPL-007-4. Aucune autre mesure corrective n'est requise à la suite de l'évaluation de vulnérabilité aux PGM pour la période 2021-2025. Pour ces

raisons, le Coordonnateur est d'avis que l'impact de la norme TPL-007-4 et du plan d'action corrective est faible.