

**Norme de fiabilité TPL-007-4 et son annexe
Québec en suivi de modifications
(version française)**

A. Introduction

1. **Titre :** Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique
2. **Numéro :** TPL-007-4
3. **Objet :** Établir les exigences de planification du comportement du *réseau de transport* en cas de perturbation géomagnétique.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1. *Coordonnateur de la planification* dont la zone de planification comprend une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2
 - 4.1.2. *Planificateur de réseau de transport* dont la zone de planification comprend une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2
 - 4.1.3. *Propriétaire d'installation de transport* qui possède une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2
 - 4.1.4. *Propriétaire d'installation de production* qui possède une ou plusieurs des *installations* indiquées à la section 4.2
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1. *Installations* 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.
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre de la norme TPL-007-4.
6. **Contexte :** Pendant une perturbation géomagnétique (PGM), des courants géomagnétiquement induits (CGI) peuvent entraîner plusieurs phénomènes – échauffement du point chaud ou endommagement des transformateurs, perte de sources de *puissance réactive*, demande accrue de *puissance réactive*, *fonctionnements incorrects* – qui, en combinaison, peuvent entraîner l'effondrement de la tension et une panne d'électricité à grande échelle.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec son ou ses *planificateurs de réseau de transport*, doit établir les responsabilités individuelles et communes du *coordonnateur de la planification* et du ou des *planificateurs de réseau de transport* dans la zone du *coordonnateur de la planification* relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM spécifiées dans la présente norme.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification*, en collaboration avec son ou ses *planificateurs de réseau de transport*, doit fournir une documentation sur les rôles et responsabilités (procès-verbaux de réunion, contrats, textes de procédures ou de protocoles en vigueur entre diverses entités ou entre divers services d'une organisation intégrée verticalement, courriels, etc.) attestant qu'une entente a été conclue quant aux responsabilités individuelles et communes relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM, conformément à l'exigence E1.
- E2.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit tenir à jour des modèles de *réseau* et des modèles CGI de *réseau* pour sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- M2.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle tient à jour des modèles de *réseau* et des modèles CGI de *réseau* pour sa zone de planification aux fins des études nécessaires pour les *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.
- E3.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit établir des critères de performance acceptable de la tension en régime permanent de son *réseau* pendant les PGM décrites à l'annexe 1.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- M3.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant les critères de performance acceptable de la tension en régime permanent de son *réseau* qu'elle a adoptés conformément à l'exigence E3.

Évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence

- E4.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit effectuer, au moins une fois tous les 60 mois civils, une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence sur l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette évaluation doit s'appuyer sur une ou des études utilisant les modèles indiqués à l'exigence E2, documenter les hypothèses et présenter un résumé des résultats de l'analyse en régime permanent.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- 4.1.** La ou les études doivent porter notamment sur les conditions suivantes :
- 4.1.1.** la *charge en pointe* du *réseau* pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme* ; et
- 4.1.2.** la *charge hors pointe* du *réseau* pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme*.
- 4.2.** La ou les études doivent être basées sur la PGM de référence décrite à l'annexe 1 et déterminer si le *réseau* répond aux critères de comportement du tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent.

- 4.3.** *L'évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence doit être transmise : i) au coordonnateur de la fiabilité de l'entité responsable, aux coordonnateurs de la planification des zones adjacentes et aux planificateurs de réseau de transport des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence, selon la date la plus tardive.*
- 4.3.1.** *Si un destinataire des résultats de l'évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence présente des commentaires écrits sur ces résultats, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.*
- M4.** *Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a effectué une évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence conformément à tous les critères de l'exigence E4. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence : i) au coordonnateur de la fiabilité de l'entité responsable, aux coordonnateurs de la planification des zones adjacentes et aux planificateurs de réseau de transport des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E4. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur son évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E4.*
- E5.** *Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit fournir l'information de flux de CGI nécessaire pour l'étude d'impact thermique de référence sur les transformateurs prescrite à l'exigence E6 à chaque propriétaire d'installation de transport et propriétaire d'installation de production qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du BES dans la zone de planification. L'information de flux de CGI doit comprendre :*
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- 5.1.** *la valeur de CGI efficace maximale selon l'orientation du champ géoélectrique la plus défavorable pour la PGM de référence décrite à l'annexe 1. Cette valeur doit être fournie à chaque propriétaire d'installation de transport et propriétaire d'installation de production qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du BES dans la zone de planification ;*

- 5.2.** la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), calculée d'après la PGM de référence décrite à l'annexe 1, après en avoir reçu la demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. La série CGI(t) doit être fournie dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande écrite, et après détermination de la valeur de CGI efficace maximale indiquée à l'alinéa 5.1.
- M5.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni les valeurs de CGI efficace maximale aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* qui possèdent chaque transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification, conformément à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni la série temporelle CGI(t) en réponse à toute demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification.
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit réaliser une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase. Cette étude d'impact thermique de référence doit :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- 6.1.** être basée sur l'information de flux de CGI efficace établie selon l'exigence E5 ;
- 6.2.** documenter les hypothèses adoptées dans l'analyse ;
- 6.3.** décrire les actions suggérées, ainsi que l'analyse sous-jacente, visant à atténuer l'impact des CGI, le cas échéant ; et
- 6.4.** être réalisée et transmise aux entités responsables, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, dans un délai de 24 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.
- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour tous les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase ; il doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'il a transmis son étude d'impact thermique aux entités responsables conformément à l'exigence E6.

- E7.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, qui conclut – à la suite de l'évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence réalisée selon l'exigence E4 – que son réseau ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent doit établir un *plan d'actions correctives* précisant comment les critères de comportement seront respectés. Ce *plan d'actions correctives* doit :
- [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- 7.1.** présenter la liste des lacunes du réseau et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du réseau. Exemples de telles actions :
- l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'installations de transport ou de production et de tout équipement connexe ;
 - l'installation, la modification ou le retrait de systèmes de protection ou d'automatismes de réseau ;
 - l'adoption de procédures d'exploitation, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du plan d'actions correctives ;
 - le recours à la gestion de la demande, à de nouvelles technologies ou à d'autres initiatives ;
- 7.2.** être établi dans un délai de un an suivant l'achèvement de l'évaluation de vulnérabilité à la PGM de référence ;
- 7.3.** comporter un calendrier, dont toute prolongation demandée en vertu de l'alinéa 7.4 doit être approuvée, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1. Ce calendrier doit :
- 7.3.1.** spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du plan d'actions correctives ; et
- 7.3.2.** spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du plan d'actions correctives ;
- 7.4.** 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 plan d'actions correctives conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 7.3. Le plan d'actions correctives soumis doit comporter les informations suivantes :
- 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 ;
- 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
- 7.4.3.** un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1.

- 7.5.** être transmis : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant son établissement ou sa révision, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive.
- 7.5.1.** Si un destinataire du *plan d'actions correctives* présente des commentaires écrits sur celui-ci, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.
- M7.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, que l'évaluation de *vulnérabilité à la PGM* de référence réalisée selon l'exigence E4 amène à conclure que son *réseau* ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) de son *plan d'actions correctives*, y compris le calendrier de mise en œuvre des actions adoptées, conformément à l'exigence E7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a demandé une prolongation au *responsable des mesures pour assurer la conformité* si des circonstances indépendantes de sa volonté devaient empêcher la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* par l'entité responsable conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 7.3. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *plan d'actions correctives* ou toute autre information pertinente, le cas échéant, i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision de celui-ci, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires sur son *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E7.

Évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire

- E8.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit effectuer, une fois tous les 60 mois civils, une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire sur l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette évaluation doit s'appuyer sur une ou des études utilisant les modèles indiqués à l'exigence E2, documenter les hypothèses et présenter un résumé des résultats de l'analyse en régime permanent.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- 8.1.** La ou les études doivent porter notamment sur les conditions suivantes :
- 8.1.1.** la *charge en pointe* du réseau pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme* ; et
 - 8.1.2.** la *charge hors pointe* du réseau pour au moins un an sur l'*horizon de planification du transport à court terme*.
- 8.2.** La ou les études doivent être basées sur la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1 et déterminer si le réseau répond aux critères de comportement du tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent.
- 8.3.** L'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire doit être transmise : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, selon la date la plus tardive.
- 8.3.1.** Si un destinataire des résultats de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire présente des commentaires écrits sur ces résultats, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

- M8.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a effectué une *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire conformément à tous les critères de l'exigence E8. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes et aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes, dans les 90 jours civils suivant son achèvement, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E8. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires reçus sur son *évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E8.
- E9.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit fournir l'information de flux de CGI nécessaire pour l'étude d'impact thermique supplémentaire sur les transformateurs prescrite à l'exigence E10 à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. L'information de flux de CGI doit comprendre :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*
- 9.1.** la valeur de CGI efficace maximale selon l'orientation du champ géoélectrique la plus défavorable pour la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1. Cette valeur doit être fournie à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification ;
- 9.2.** la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), calculée d'après la PGM supplémentaire décrite à l'annexe 1, après en avoir reçu la demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification. La série CGI(t) doit être fournie dans les 90 jours civils suivant la réception de la demande écrite, et après détermination de la valeur de CGI efficace maximale indiquée à l'alinéa 9.1.

- M9.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni les valeurs de CGI efficace maximale aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* qui possèdent chaque transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a fourni la série temporelle CGI(t) en réponse à toute demande écrite d'un *propriétaire d'installation de transport* ou d'un *propriétaire d'installation de production* qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du *BES* dans la zone de planification.
- E10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase. Cette étude d'impact thermique supplémentaire doit :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- 10.1.** être basée sur l'information de flux de CGI efficace établie selon l'exigence E9 ;
- 10.2.** documenter les hypothèses adoptées dans l'analyse ;
- 10.3.** décrire les actions suggérées, ainsi que l'analyse sous-jacente, visant à atténuer l'impact des CGI, le cas échéant ; et
- 10.4.** être réalisée et transmise aux entités responsables, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, dans un délai de 24 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.
- M10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) attestant qu'elle a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour tous les transformateurs de puissance visés faisant partie du *BES* qu'il possède à part entière ou en copropriété, si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase ; il doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'il a transmis son étude d'impact thermique supplémentaire aux entités responsables conformément à l'exigence E10.
- E11.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, qui conclut – à la suite de l'évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire réalisée selon l'exigence E8 – que son *réseau* ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent doit établir un *plan d'actions correctives* précisant comment les critères de comportement seront respectés. Ce *plan d'actions correctives* doit :
- [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]

- 11.1.** présenter la liste des lacunes du *réseau* et des actions correspondantes permettant d'assurer le comportement requis du *réseau*. Exemples de telles actions :
- l'installation, la modification, la désaffectation ou le retrait d'*installations de transport* ou de production et de tout équipement connexe ;
 - l'installation, la modification ou le retrait de *systèmes de protection* ou d'*automatismes de réseau* ;
 - l'adoption de *procédures d'exploitation*, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du *plan d'actions correctives* ;
 - le recours à la *gestion de la demande*, à de nouvelles technologies ou à d'autres initiatives ;
- 11.2.** être établi dans un délai de un an suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire ;
- 11.3.** comporter un calendrier, dont toute prolongation demandée selon l'alinéa 11.4 doit être approuvée, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1. Ce calendrier doit :
- 11.3.1.** spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ; et
- 11.3.2.** spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ;
- 11.4.** 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 *plan d'actions correctives* conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 11.3. Le *plan d'actions correctives* soumis doit comporter les informations suivantes :
- 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 ;
- 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
- 11.4.3.** un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1.
- 11.5.** être transmis : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant son établissement ou sa révision, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive.
- 11.5.1.** Si un destinataire du *plan d'actions correctives* présente des commentaires écrits sur celui-ci, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

M11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, que l'évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire réalisée selon l'exigence E8 amène à conclure que son réseau ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) de son *plan d'actions correctives*, y compris le calendrier de mise en œuvre des actions adoptées, conformément à l'exigence E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a demandé une prolongation au *responsable des mesures pour assurer la conformité* si des circonstances indépendantes de sa volonté devaient empêcher la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* par l'entité responsable conformément au calendrier prescrit à l'alinéa 11.3. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *plan d'actions correctives* ou toute autre information pertinente, le cas échéant, i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision de celui-ci, et ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires sur son *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E11.

Processus d'obtention des données de mesure de PGM

E12. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données de surveillance des CGI à partir d'au moins un appareil de surveillance situé dans la zone du *coordonnateur de la planification* ou dans une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de *réseau* du *coordonnateur de la planification*.

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

M12. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) qui attestent l'emplacement de son ou ses appareils de surveillance des CGI et qui documentent son processus d'obtention des données de surveillance des CGI selon l'exigence E12.

E13. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son *coordonnateur de la planification*.

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

M13. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit avoir une ou des pièces justificatives (sous forme électronique ou papier) qui attestent son processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E13.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la NERC dans leurs territoires respectifs.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Pour les exigences E1, E2, E3, E5, E6, E9 et E10, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant cinq ans.
- Pour les exigences E4 et E8, chaque entité responsable doit conserver la documentation des *évaluations de vulnérabilité aux PGM* courante et précédente.
- Pour les exigences E7 et E11, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant cinq ans ou jusqu'à ce que toutes les actions prévues dans le *plan d'actions correctives* aient été exécutées, selon la durée la plus longue.
- Pour les exigences E12 et E13, chaque entité responsable doit conserver les pièces justificatives pendant trois ans.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Tableau 1 – PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent

Régime permanent

- a. Il ne doit pas y avoir d'effondrement de la tension, de *déclenchements en cascade*, ni d'îlotage non contrôlé.
- b. Une perte de production résultant de la PGM de planification pour les analyses en régime permanent est acceptable.
- c. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables en deçà du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.

Catégorie	Situation initiale	Événement	Recours autorisé à une interruption du <i>service de transport ferme</i>	Recours autorisé à une perte de <i>charges</i>
PGM de référence – Perturbation géomagnétique entraînant des indisponibilités	1. Le <i>réseau</i> est configuré d'après l'information sur la météo spatiale ¹ , puis 2. la PGM se produit ²	Appareils de compensation de <i>puissance réactive</i> et autres <i>installations de transport</i> mis hors circuit par le fonctionnement normal ou le <i>fonctionnement incorrect</i> d'un <i>système de protection</i> sous l'effet d'harmoniques pendant la PGM	Oui ³	Oui ³
PGM supplémentaire – Perturbation géomagnétique entraînant des indisponibilités	1. Le <i>réseau</i> est configuré d'après l'information sur la météo spatiale ¹ , puis 2. la PGM se produit ²	Appareils de compensation de <i>puissance réactive</i> et autres <i>installations de transport</i> mis hors circuit par le fonctionnement normal ou le <i>fonctionnement incorrect</i> d'un <i>système de protection</i> sous l'effet d'harmoniques pendant la PGM	Oui	Oui

Notes sur le tableau 1 – Comportement en régime permanent

- 1. L'état du *réseau* pour la planification des PGM peut comprendre des changements au *réseau* en réponse à l'information sur la météo spatiale.
- 2. Les conditions pour les PGM de planification de référence et supplémentaire sont décrites à l'annexe 1.
- 3. La perte de *charges* par suite d'un délestage de *charge* manuel ou automatique (par exemple un DST) ou une réduction du *service de transport ferme* sont admissibles pour assurer le respect des critères de comportement du *BES* pendant les conditions de PGM étudiées. La probabilité et l'ampleur de la perte de *charges* ou de la réduction du *service de transport ferme* doivent être réduites au minimum.

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> , en collaboration avec son ou ses <i>planificateurs de réseau de transport</i> , n'a pas établi les responsabilités individuelles et communes du <i>coordonnateur de la planification</i> et du ou des <i>planificateurs de réseau de transport</i> dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> relativement à la tenue à jour des modèles, à la réalisation des études nécessaires pour les <i>évaluations de vulnérabilité aux PGM</i> de référence et supplémentaire, et à la mise en œuvre d'un ou de plusieurs processus pour l'obtention des données de mesure de PGM spécifiées dans la présente norme.
E2.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas rempli son obligation de tenue à jour soit pour les modèles de <i>réseau</i> , soit pour les modèles CGI de <i>réseau</i> applicables à sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les <i>évaluations de vulnérabilité aux PGM</i> de référence et supplémentaire	L'entité responsable n'a pas rempli son obligation de tenue à jour ni pour les modèles de <i>réseau</i> , ni pour les modèles CGI de <i>réseau</i> applicables à sa zone de planification, aux fins des études nécessaires pour les <i>évaluations de vulnérabilité aux PGM</i> de référence et supplémentaire.

E3.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas établi de critères de comportement en tension acceptable en régime permanent de son <i>réseau</i> pendant les PGM décrites à l'annexe 1, selon les besoins.
E4.	L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence, mais dans un délai de plus de 60 mois civils et d'au plus 64 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.	L' <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence effectuée par l'entité responsable enfreint une des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4. OU L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence, mais dans un délai de plus de 64 mois civils et d'au plus 68 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.	L' <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence effectuée par l'entité responsable enfreint deux des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4. OU L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence, mais dans un délai de plus de 68 mois civils et d'au plus 72 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.	L' <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence effectuée par l'entité responsable enfreint trois des prescriptions des alinéas 4.1 à 4.3 de l'exigence E4. OU L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence, mais dans un délai de plus de 72 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence. OU L'entité responsable n'a effectué aucune <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> de référence.

<p>E5.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 110 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas fourni la valeur de CGI efficace maximale à chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> et <i>propriétaire d'installation de production</i> qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du <i>BES</i> dans la zone de planification.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite.</p>
------------	--	---	---	---

<p>E6.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour 5 % ou moins des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour un d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 24 mois civils et d'au plus 26 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 5 % et au plus 10 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour deux d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 26 mois civils et d'au plus 28 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 10 % et au plus 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 28 mois civils et d'au plus 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique de référence pour plus de 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour plus de trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 A par phase, mais dans un délai de plus de 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 6.1 à 6.3 de l'exigence E6.</p>
-------------------	---	---	---	--

<p>E7.</p>	<p>Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.</p>	<p>Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.</p>	<p>Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.</p>	<p>Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis au moins quatre des éléments prescrits aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas établi de <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E7.</p>
<p>E8.</p>	<p>L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire, mais dans un délai de plus de 60 mois civils et d'au plus 64 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p>	<p>L'<i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint une des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.3 de l'exigence E8.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire, mais dans un délai de plus de 64 mois civils et d'au plus 68 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p>	<p>L'<i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint deux des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.3 de l'exigence E8.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire, mais dans un délai de plus de 68 mois civils et d'au plus 72 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p>	<p>L'<i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire effectuée par l'entité responsable enfreint trois des prescriptions des alinéas 8.1 à 8.3 de l'exigence E8.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a effectué une <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire, mais dans un délai de plus de 72 mois civils après la précédente <i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas effectué d'<i>évaluation de vulnérabilité à la PGM</i> supplémentaire.</p>

<p>E9.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable a fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite, mais dans un délai de plus de 110 jours civils suivant la réception de la demande.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas fourni la valeur de CGI efficace maximale à chaque <i>propriétaire d'installation de transport</i> et <i>propriétaire d'installation de production</i> qui possède un transformateur de puissance visé faisant partie du <i>BES</i> dans la zone de planification.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas fourni la série temporelle de CGI efficace, CGI(t), en réponse à une demande écrite.</p>
-------------------	--	---	---	---

<p>E10.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour 5 % ou moins des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour un d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 24 mois civils et d'au plus 26 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 5 % et au plus 10 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour deux d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 26 mois civils et d'au plus 28 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 10 % et au plus 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 28 mois civils et d'au plus 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.</p>	<p>L'entité responsable a omis de réaliser une étude d'impact thermique supplémentaire pour plus de 15 % des transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété, ou pour plus de trois d'entre eux (selon la valeur la plus élevée), si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a réalisé une étude d'impact thermique supplémentaire pour les transformateurs de puissance visés faisant partie du <i>BES</i> qu'il possède à part entière ou en copropriété si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 est d'au moins 85 A par phase, mais dans un délai de plus de 30 mois civils après réception de l'information de flux de CGI prescrite à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 10.1 à 10.3 de l'exigence E10.</p>
--------------------	---	--	--	---

<p>E11.</p>	<p>Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis un des éléments prescrits aux alinéas 11.1 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis deux des éléments prescrits aux alinéas 11.1 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis trois des éléments prescrits aux alinéas 11.1 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>plan d'actions correctives</i> de l'entité responsable a omis au moins quatre des éléments prescrits aux alinéas 11.1 à 11.5 de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas établi de <i>plan d'actions correctives</i> conformément à l'exigence E11.</p>
<p>E12.</p>	<p>S. O.</p>	<p>S. O.</p>	<p>S. O.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un processus d'obtention des données de surveillance des CGI à partir d'au moins un appareil de surveillance situé dans la zone du <i>coordonnateur de la planification</i> ou dans une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de <i>réseau</i> du <i>coordonnateur de la planification</i>.</p>
<p>E13.</p>	<p>S. O.</p>	<p>S. O.</p>	<p>S. O.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas mis en œuvre un processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son <i>coordonnateur de la planification</i>.</p>

D. Différences régionales

D.A. Différence régionale pour les territoires canadiens

Cette différence régionale s'applique aux territoires canadiens dans lesquels son application a été approuvée par l'organisme gouvernemental pertinent, ou dans lesquels elle est entrée en vigueur de toute autre façon.

En vertu de cette différence régionale, tous les renvois à « l'annexe 1 » dans la présente norme sont remplacés par « l'annexe 1 ou 1-CAN ».

En outre, en vertu de cette différence régionale, les alinéas 7.3 à 7.5 de l'exigence E7 et les alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11 sont remplacés par le texte suivant :

- D.A.7.3.** comporter un calendrier, sujet à révision par l'entité responsable selon l'alinéa D.A.7.4, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1. Ce calendrier doit :
- D.A.7.3.1** spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive ; et
 - D.A.7.3.2.** spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive.
- D.A.7.4.** être révisé si l'entité responsable se voit incapable de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* selon le calendrier de mise en œuvre prescrit à l'alinéa D.A.7.3. Le *plan d'actions correctives* révisé doit comporter les informations suivantes :
- D.A.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 ;
 - D.A.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
 - D.A.7.4.3** un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1.
- D.A.7.5.** être transmis : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant son établissement ou sa révision, ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date

la plus tardive, et iii) au *responsable des mesures pour assurer la conformité* ou à un organisme gouvernemental pertinent, dans le cas d'une révision en vertu de l'alinéa D.A.7.4, dans les 90 jours civils suivant cette révision.

D.A.7.5.1 Si un destinataire du *plan d'actions correctives* présente des commentaires écrits sur celui-ci, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.

D.A.M.7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, que l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence réalisée selon l'exigence E4 amène à conclure que son réseau ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM de référence de planification en régime permanent doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) de son *plan d'actions correctives*, y compris le calendrier de mise en œuvre des actions adoptées, conformément à l'exigence E7. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a révisé son *plan d'actions correctives* si des circonstances indépendantes de sa volonté ont empêché la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* conformément au calendrier prévu. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *plan d'actions correctives* ou toute autre information pertinente, le cas échéant, i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision de celui-ci, ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E7, et iii) au *responsable des mesures pour assurer la conformité* ou à un organisme gouvernemental pertinent, dans le cas d'une révision en vertu de l'alinéa D.A.7.4, dans les 90 jours civils suivant cette révision. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires sur son *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E7.

D.A.11.3. comporter un calendrier, sujet à révision par l'entité responsable selon l'alinéa D.A.11.4, pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1. Ce calendrier doit :

D.A.11.3.1 spécifier la mise en œuvre des correctifs non matériels, le cas échéant, dans un délai de deux ans suivant l'établissement du *plan*

d'actions correctives ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive ; et

- D.A.11.3.2.** spécifier la mise en œuvre des correctifs matériels, le cas échéant, dans un délai de quatre ans suivant l'établissement du *plan d'actions correctives* ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive.
- D.A.11.4.** être révisé si l'entité responsable se voit incapable de mettre en œuvre le *plan d'actions correctives* selon le calendrier de mise en œuvre prescrit à l'alinéa D.A.11.3. Le *plan d'actions correctives* révisé doit comporter les informations suivantes :
 - D.A.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 ;
 - D.A.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
 - D.A.11.4.3** un calendrier mis à jour pour la mise en œuvre des actions adoptées à l'alinéa 11.1.
- D.A.11.5.** être transmis : i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant son établissement ou sa révision, ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, et iii) au *responsable des mesures pour assurer la conformité* ou à un organisme gouvernemental pertinent, dans le cas d'une révision en vertu de l'alinéa D.A.11.4, dans les 90 jours civils suivant cette révision.
 - D.A.11.5.1** Si un destinataire du *plan d'actions correctives* présente des commentaires écrits sur celui-ci, l'entité responsable doit lui transmettre une réponse écrite dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires.
- D.A.M.11.** Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, que l'évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire réalisée selon l'exigence E8 amène à conclure que son réseau ne respecte pas les critères de comportement spécifiés au tableau 1 pour la PGM supplémentaire de planification en régime permanent doit avoir une ou des pièces justificatives datées (sous forme électronique ou papier) de son *plan d'actions correctives*, y compris le calendrier de mise en œuvre des actions adoptées, conformément à l'exigence E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, reçus

postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a révisé son *plan d'actions correctives* si des circonstances indépendantes de sa volonté ont empêché la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* conformément au calendrier prévu. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit aussi avoir une ou des pièces justificatives (courriels, affichages sur le Web avec avis électronique, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis son *plan d'actions correctives* ou toute autre information pertinente, le cas échéant, i) au *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, aux *coordonnateurs de la planification* des zones adjacentes, aux *planificateurs de réseau de transport* des zones adjacentes et aux entités fonctionnelles désignées dans le *plan d'actions correctives*, dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision de celui-ci, ii) à toute entité fonctionnelle qui en fait la demande écrite en rapport avec un besoin en matière de fiabilité, dans les 90 jours civils suivant la réception de cette demande ou dans les 90 jours civils suivant l'établissement ou la révision du *plan d'actions correctives*, selon la date la plus tardive, conformément à l'exigence E11, et iii) au *responsable des mesures pour assurer la conformité* ou à un organisme gouvernemental pertinent, dans le cas d'une révision en vertu de l'alinéa D.A.11.4, dans les 90 jours civils suivant cette révision. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit également avoir une ou des pièces justificatives (avis par courriel, reçus postaux indiquant le destinataire et la date, etc.) attestant qu'elle a transmis une réponse écrite aux commentaires sur son *plan d'actions correctives* dans les 90 jours civils suivant la réception de ces commentaires, conformément à l'exigence E11.

E. Documents connexes

Annexe 1

Annexe 1-CAN

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	17 décembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme
2	9 novembre 2017	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Mise en œuvre de prescriptions de l'Ordonnance 830 de la FERC
2	25 novembre 2018	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme TPL-007-2, dossier RM18-8-000	
3	7 février 2019	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Différence régionale pour le Canada
4	6 février 2020	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision en réponse aux directives de l'Ordonnance 851 de la FERC.
4	19 mars 2020	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme TPL-007-4, dossier RD20-3-000	

Annexe 1

Calcul des champs géoélectriques pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire

La perturbation géomagnétique (PGM) de référence¹ définit les valeurs du champ géoélectrique qui servent à calculer les flux de CGI nécessaires pour une *évaluation de vulnérabilité aux PGM*.

L'information sur la PGM de référence comprend les éléments suivants : 1) une amplitude du champ géoélectrique maximal de référence de 8 V/km, obtenue à partir de l'analyse statistique de données magnétométriques historiques ; 2) des facteurs de transposition qui tiennent compte de la latitude géomagnétique locale ; 3) des facteurs de transposition qui tiennent compte de la conductivité locale du sol ; et 4) une série temporelle ou un tracé du champ géomagnétique de référence afin de faciliter l'analyse dans le domaine temporel de l'impact des PGM sur l'équipement.

La PGM supplémentaire est constituée d'éléments semblables à ceux décrits ci-dessus, à certaines différences près : 1) l'amplitude du champ géoélectrique maximal de référence est de 12 V/km dans une zone localisée ; et 2) la série temporelle ou le tracé du champ géomagnétique comprend un ajustement local².

La valeur d'amplitude du champ géoélectrique maximal régional utilisée dans l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM*, E_{max} , est calculable à partir de la valeur du champ géoélectrique de référence de 8 V/km pour la PGM de référence (équation 1) ou de 12 V/km pour la PGM supplémentaire (équation 2) au moyen des relations suivantes :

$$E_{max} = 8 \times \alpha \times \beta_r (V/km) \quad (1)$$

$$E_{max} = 12 \times \alpha \times \beta_s (V/km) \quad (2)$$

où α représente le facteur de transposition de la latitude géomagnétique locale, et β représente un facteur de transposition qui tient compte du profil de conductivité local du sol. Les indices r et s du facteur de transposition β renvoient à la PGM de référence et à la PGM supplémentaire, respectivement.

Transposition des valeurs du champ géomagnétique

La PGM de référence et la PGM supplémentaire sont définies pour la latitude géomagnétique de 60° ; une transposition est nécessaire pour tenir compte des différences régionales selon la latitude géomagnétique. Le tableau 2 présente les facteurs de transposition qui établissent la corrélation entre le champ géoélectrique maximal et la latitude géomagnétique. Le facteur de transposition α se calcule aussi au moyen de l'équation empirique suivante :

-
1. La description de la PGM de référence (mai 2016) est consultable à la page Web qui présente les documents connexes à la norme TPL-007-1 : http://www.nerc.com/pa/Stand/TPL0071RD/Benchmark_clean_May12_complete.pdf.
 2. L'amplitude de l'ajustement local est de l'ordre de 100 km dans l'axe nord-sud (latitude), mais est plus grande dans l'axe est-ouest (longitude). L'ajustement local du champ géomagnétique s'applique sur une période de 2 à 5 minutes. Pour de plus amples détails, consulter la description de la PGM supplémentaire (octobre 2017) à la page Web du projet 2013-03 sur l'atténuation des PGM : <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx> <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

Code de

Code de

Code de

$$\alpha = 0,001 \cdot e^{(0,115 L)} \quad (3)$$

où L représente la latitude géomagnétique en degrés, α étant compris entre 0,1 et 1.

Dans le cas d'une vaste zone de planification qui recouperait plusieurs des facteurs de transposition du tableau 2, on adoptera pour l'évaluation de vulnérabilité aux PGM un champ géoélectrique maximal :

- calculé au moyen de la valeur α la plus prudente (la plus élevée) ; ou
- calculé en supposant un champ géomagnétique non uniforme, ou uniforme par morceaux.

Tableau 2 – Facteurs de transposition du champ géomagnétique pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire	
Latitude géomagnétique (degrés)	Facteur de transposition (α)
≤ 40	0,10
45	0,2
50	0,3
54	0,5
56	0,6
57	0,7
58	0,8
59	0,9
≥ 60	1,0

Transposition des valeurs du champ géoélectrique

La PGM de référence est définie d'après le modèle géologique de référence pour le Québec, décrit au tableau 4. On peut déterminer le champ géoélectrique maximal, E_{\max} , utilisé dans une évaluation de vulnérabilité aux PGM :

- soit en calculant le champ géoélectrique pour la conductivité du sol de la zone de planification et la série temporelle du champ géomagnétique de référence transposée selon la latitude géomagnétique, au moyen d'une procédure comme la méthode de l'onde plane décrite dans la publication *GIC Application Guide* du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques³ ;
- soit au moyen du facteur de transposition de la conductivité du sol β du tableau 3 qui renvoie aux cartes de conductivité du sol des figures 1 et 2. De même que le facteur de transposition α de l'équation (3) ou du tableau 2, on applique le facteur β au champ géoélectrique de référence au moyen de l'équation (1) ou (2), selon le cas, afin d'obtenir l'amplitude du champ géoélectrique maximal régional E_{\max} à utiliser dans les évaluations de vulnérabilité aux PGM. En l'absence de modèle de conductivité du sol, l'entité responsable utilisera le facteur β le plus élevé des régions physiographiques adjacentes, ou une valeur justifiée techniquement.

3. Accessible à partir de la page Web du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques : [http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-\(GMDTF\)-2013.aspx](http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-(GMDTF)-2013.aspx).

Les modèles géologiques qui ont permis de calculer les valeurs du tableau 3 pour les États-Unis ont été obtenus à partir d'informations publiques publiées sur le site Web de l'U.S. Geological Survey (USGS)⁴. Les modèles qui ont permis de calculer les valeurs du tableau 3 pour le Canada ont été obtenus de Ressources naturelles Canada (RNCan) et présentent des profils moyens couvrant de grandes régions. Le planificateur peut aussi utiliser un ou des modèles géologiques particuliers (justification documentée à l'appui) et la série temporelle du champ géomagnétique de référence pour calculer le ou les facteurs β comme suit :

$$\beta_r = E/8 \text{ pour la PGM de référence} \quad (4)$$

$$\beta_s = E/12 \text{ pour la PGM supplémentaire} \quad (5)$$

où E représente la valeur absolue du champ géoélectrique maximal en V/km, obtenue à partir du modèle géologique justifié techniquement et de la série temporelle du champ géomagnétique de référence.

Dans le cas d'une grande zone de planification qui recoupe plusieurs facteurs de transposition β , on peut utiliser la valeur la plus prudente (la plus élevée) de β pour déterminer le champ géoélectrique maximal afin d'obtenir des résultats prudents. Ou encore, le planificateur pourrait faire l'analyse au moyen d'un champ géoélectrique non uniforme ou uniforme par morceaux.

Application du champ géoélectrique maximal localisé à la PGM supplémentaire

Le champ géoélectrique maximal de la PGM supplémentaire est présent dans une zone localisée⁵. Le planificateur dispose d'une certaine latitude pour déterminer comment appliquer le champ géoélectrique maximal localisé aux fins des calculs de CGI pour la zone de planification. Quelques exemples :

- Appliquer le champ géoélectrique maximal (12 V/km, transposé à la zone de planification) à l'ensemble de la zone de planification.
- Appliquer un champ géoélectrique maximal (12 V/km, transposé à la zone de planification) limité spatialement (par exemple, 100 km en latitude et 500 km en longitude) à une partie du réseau, et appliquer la PGM de référence au reste du réseau.
- Autres méthodes d'adaptation de l'analyse de la PGM de référence en fonction de l'ajustement du champ géoélectrique localisé de la PGM supplémentaire.

4. Consultable à l'adresse <http://geomag.usgs.gov/conductivity/>.

5. Voir le document de présentation technique de la PGM supplémentaire à la page Web du projet 2013-03 sur l'atténuation des PGM : <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

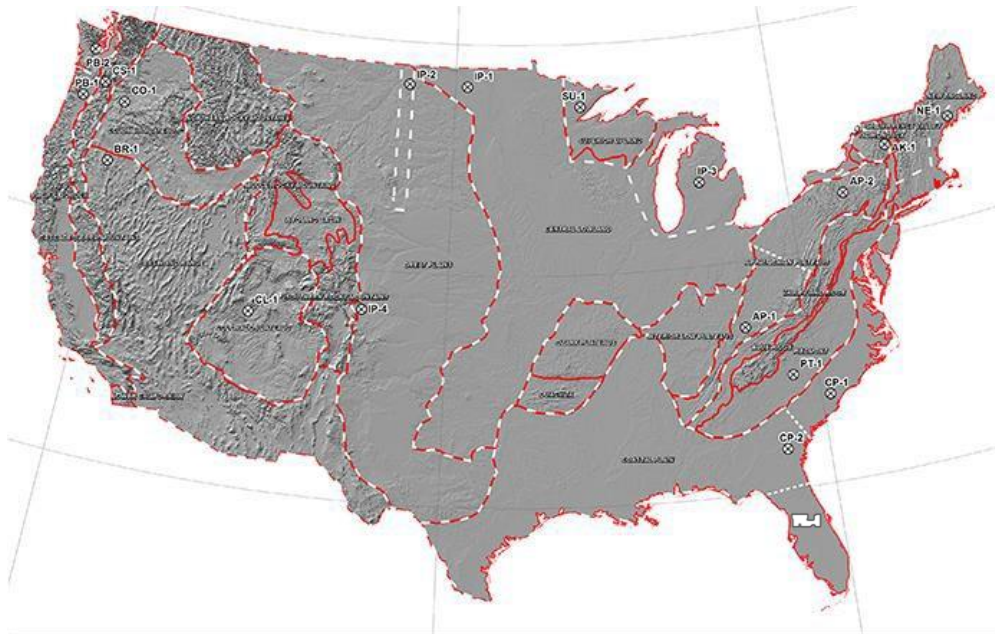


Figure 1 : Régions physiographiques de la partie continentale des États-Unis⁶



Figure 2 : Régions physiographiques du Canada

6. Une carte plus détaillée est consultable sur le site Web de l'U.S. Geological Survey (<http://geomag.usgs.gov/>).

Tableau 3 – Facteurs de transposition du champ géoélectrique		
Modèle géologique	Facteur de transposition de la PGM de référence (β_r)	Facteur de transposition de la PGM supplémentaire (β_s)
AK1A	0,56	0,51
AK1B	0,56	0,51
AP1	0,33	0,30
AP2	0,82	0,78
BR1	0,22	0,22
CL1	0,76	0,73
CO1	0,27	0,25
CP1	0,81	0,77
CP2	0,95	0,86
FL1	0,76	0,73
CS1	0,41	0,37
IP1	0,94	0,90
IP2	0,28	0,25
IP3	0,93	0,90
IP4	0,41	0,35
NE1	0,81	0,77
PB1	0,62	0,55
PB2	0,46	0,39
PT1	1,17	1,19
SL1	0,53	0,49
SU1	0,93	0,90
BOU	0,28	0,24
FBK	0,56	0,56
PRU	0,21	0,22
C.-B.	0,67	0,62
PRAIRIES	0,96	0,88
BOUCLIER	1,0	1,0
ATLANTIQUE	0,79	0,790,76

Les facteurs de transposition du tableau 3 dépendent du spectre fréquentiel de l'orage géomagnétique de référence. C'est pourquoi la PGM de référence et la PGM supplémentaire peuvent avoir des facteurs de transposition différents pour un modèle géologique donné.

Tableau 4 – Modèle géologique de référence (Québec)	
Couche (épaisseur en km)	Résistivité ($\Omega \cdot m$)
15	20 000
10	200
125	1 000
200	100
∞	3

Série temporelle ou tracé de champ géomagnétique de référence pour la PGM de référence⁷

Les mesures du champ géomagnétique de la PGM des 13 et 14 mars 1989, enregistrées par l’Observatoire géomagnétique d’Ottawa de RNCAN, ont produit le tracé du champ géomagnétique de référence à utiliser pour le calcul de la série temporelle de CGI, appelée série CGI(t), requise pour l’étude d’impact thermique sur les transformateurs.

La latitude géomagnétique de l’Observatoire géomagnétique d’Ottawa est de 55° ; on a donc transposé l’amplitude des données de mesure du champ géomagnétique en fonction de la latitude géomagnétique de 60° de référence (voir la figure 3) de manière que l’amplitude du champ géoélectrique maximal calculée au moyen du modèle géologique de référence soit de 8 V/km (voir les figures 4 et 5). La fréquence d’échantillonnage adoptée pour le tracé du champ géomagnétique est de 10 secondes⁸. S’il faut utiliser cette série temporelle du champ géoélectrique avec un modèle géologique différent, il conviendra d’appliquer le facteur de transposition de la conductivité de la PGM de référence β_r approprié.

-
7. Voir le document de présentation technique de la PGM de référence pour plus de détails sur l’établissement du tracé du champ géomagnétique de référence : <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TPL0071RI.aspx>
 8. Le fichier de données du tracé du champ géomagnétique de référence est disponible sur la page Web d’informations connexes à la norme TPL-007-1 : <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TPL0071RI.aspx>.

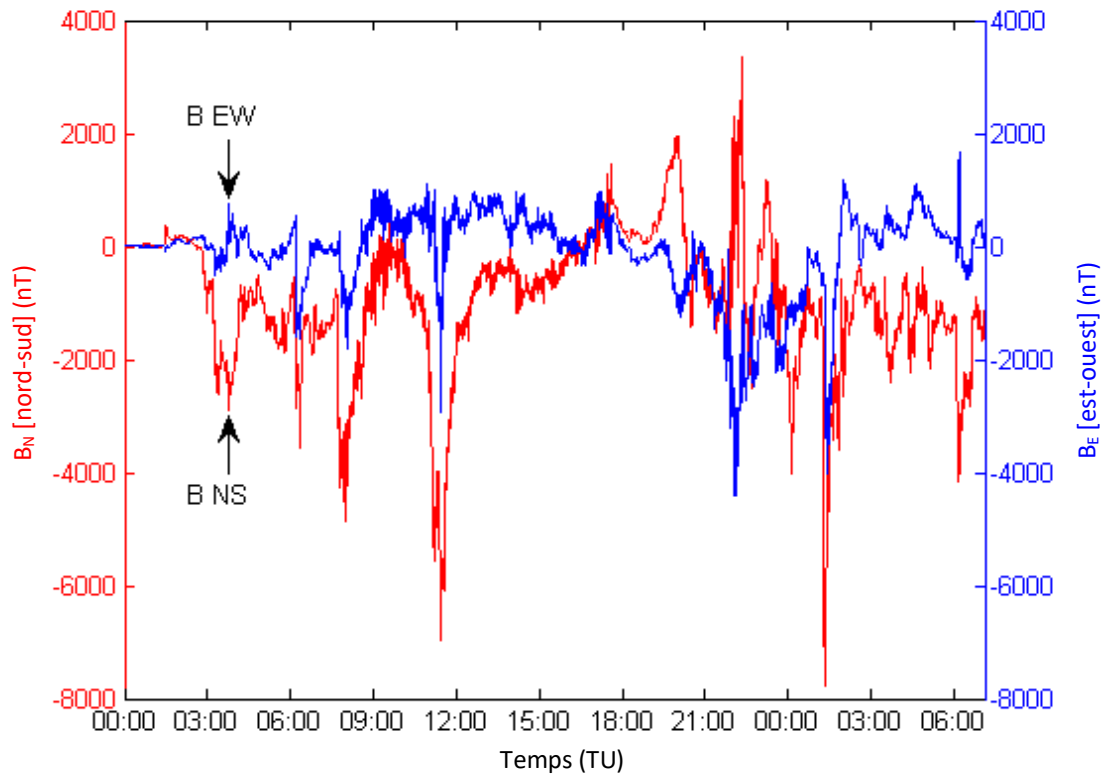


Figure 3 : Tracé du champ géomagnétique pour la PGM de référence
En rouge B_N (vers le nord), en bleu B_E (vers l'est)

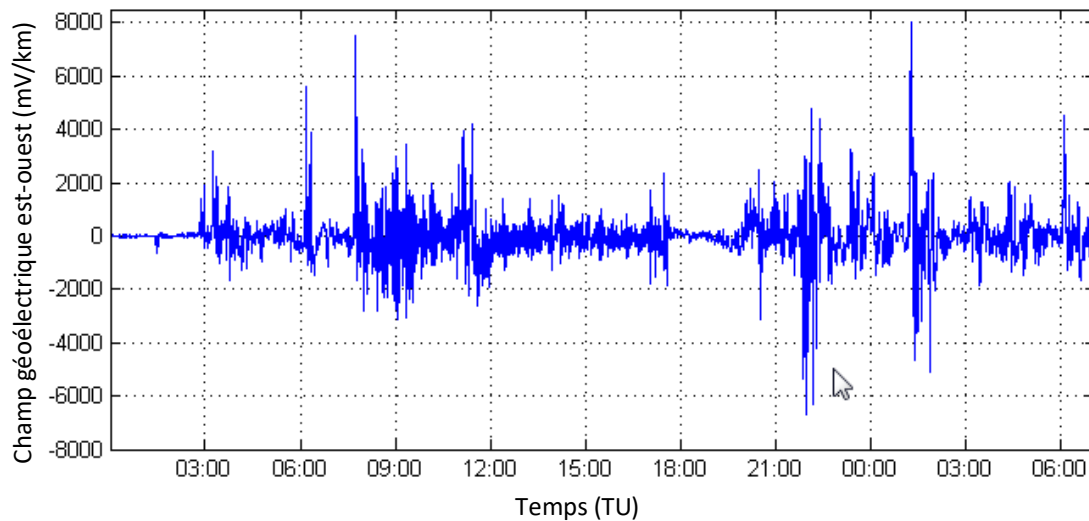


Figure 4 : Tracé du champ géoélectrique pour la PGM de référence
 E_E (vers l'est)

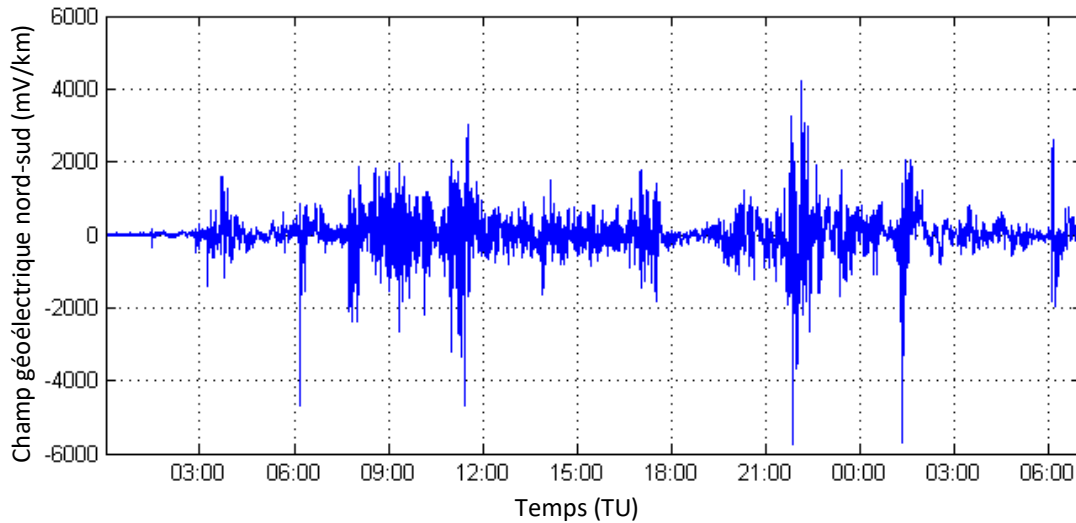


Figure 5 : Tracé du champ géoélectrique pour la PGM de référence
 E_N (vers le nord)

Série temporelle ou tracé du champ géomagnétique de référence pour la PGM supplémentaire⁹

Les mesures du champ géomagnétique de la PGM des 13 et 14 mars 1989, enregistrées par l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa de RNCAN, ont produit le tracé du champ géomagnétique de référence à utiliser pour le calcul de la série temporelle de CGI, appelée série CGI(t), requise pour l'étude d'impact thermique sur les transformateurs. Le tracé utilisé pour la PGM supplémentaire diffère de celui utilisé pour la PGM de référence en ce qu'il nécessite un ajustement local.

La latitude géomagnétique de l'Observatoire géomagnétique d'Ottawa est de 55° ; on a donc transposé l'amplitude des données de mesure du champ géomagnétique en fonction de la latitude géomagnétique de 60° de référence (voir la figure 6) de manière que l'amplitude du champ géoélectrique maximal calculée au moyen du modèle géologique de référence soit de 12 V/km (voir la figure 7). La fréquence d'échantillonnage adoptée pour le tracé du champ géomagnétique est de 10 secondes¹⁰. S'il faut utiliser cette série temporelle du champ géoélectrique avec un modèle géologique différent, il conviendra d'appliquer le facteur de transposition de la conductivité de la PGM supplémentaire β_s approprié.

9. Voir le document de présentation technique de la PGM supplémentaire pour plus de détails sur l'établissement du tracé du champ géomagnétique de référence : <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2013-03-Geomagnetic-Disturbance-Mitigation.aspx>.

10. Le fichier de données du tracé du champ géomagnétique de référence est disponible sur la page Web du groupe de travail de la NERC sur les perturbations géomagnétiques : [http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-\(GMDTF\)-2013.aspx](http://www.nerc.com/comm/PC/Pages/Geomagnetic-Disturbance-Task-Force-(GMDTF)-2013.aspx).

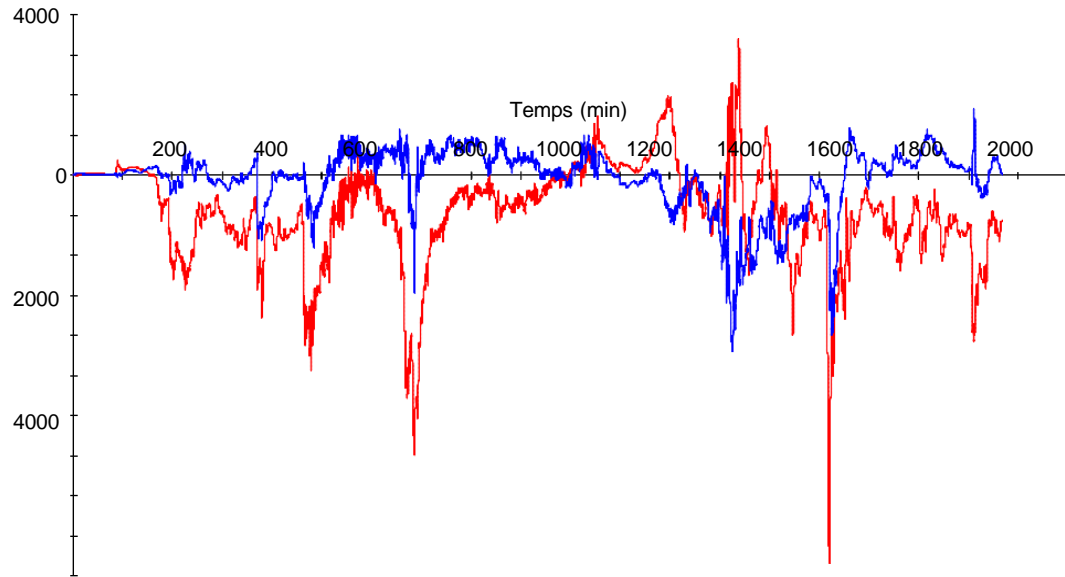


Figure 6 : Tracé du champ géomagnétique de la PGM supplémentaire
En rouge B_N (vers le nord), en bleu B_E (vers l'est)

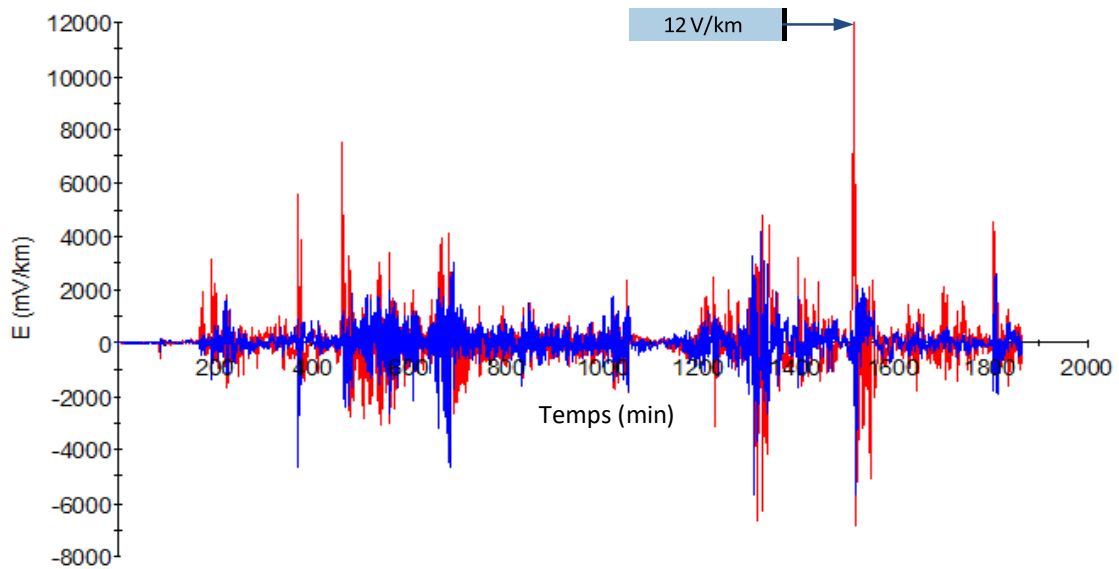


Figure 7 : Tracé du champ géoélectrique de la PGM supplémentaire
En bleu E_N (vers le nord), en rouge E_E (vers l'est)

Annexe 1-CAN

L'annexe 1-CAN présente une méthodologie que les entités canadiennes peuvent substituer à celle de l'annexe 1 pour établir les PGM de référence ou supplémentaire à utiliser dans les *évaluations de vulnérabilité aux PGM*.

Une entité canadienne peut utiliser la méthodologie de l'annexe 1-CAN si elle détient des informations spécifiques à sa région qui justifient techniquement la redéfinition d'un ou de plusieurs événements de planification de PGM d'occurrence centenaire dans sa zone de planification.

Information pertinente à la méthodologie de substitution

Une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* nécessite l'emploi de modèles géophysiques et d'ingénierie. Des données spécifiques au Canada sont disponibles et de plus en plus abondantes, et les recherches en cours permettent une caractérisation plus exacte des paramètres régionaux utilisés dans ces modèles. Ces données spécifiques au Canada – notamment des mesures du champ géomagnétique, de conductivité du sol et de courants géomagnétiquement induits (CGI) – peuvent être utilisées aux fins de modélisation et de validation des simulations.

L'information utilisée pour calculer les champs géoélectriques pour la PGM de référence et la PGM supplémentaire doit être documentée clairement et être justifiée techniquement. Par exemple, les facteurs en jeu dans le calcul des champs géoélectriques sont les variations du champ géomagnétique et une ou des fonctions de transfert de la Terre^[1]. L'information justifiée techniquement utilisée dans la modélisation des variations du champ géomagnétique peut comprendre des documents techniques produits par des entités gouvernementales comme Ressources naturelles Canada, des articles techniques publiés dans des revues scientifiques avec comité de lecture et des ensembles de données constitués selon des principes scientifiques éprouvés. Une fonction de transfert de la Terre peut être établie à partir de mesures magnétotelluriques ou de modèles de conductivité du sol.

Les hypothèses de modélisation doivent aussi être documentées clairement et justifiées techniquement. Une entité peut effectuer une analyse de sensibilité afin de déterminer comment les hypothèses influent sur les résultats.

On peut utiliser un modèle simplifié pour effectuer une ou des *évaluations de vulnérabilité aux PGM*, pourvu que ce modèle soit plus prudent qu'un modèle plus détaillé.

Lors de l'interprétation des résultats d'évaluation, l'entité doit prendre en considération le degré de maturité de la modélisation, des outils et des techniques utilisés.

Événements de planification des PGM

L'événement de planification d'occurrence centenaire doit être basé sur des données spécifiques à la région et sur des analyses statistiques justifiables techniquement (par exemple, selon la théorie de la valeur extrême) et doit être appliqué aux *évaluations de vulnérabilité aux PGM* de référence et supplémentaire.

Pour les *évaluations de vulnérabilité à la PGM* de référence, l'entité doit prendre en considération la structure spatiale à grande échelle de la PGM. Pour les *évaluations de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, l'entité doit prendre en considération la structure spatiale à petite échelle de la PGM (par exemple, selon des mesures par magnétomètre ou des calculs d'électrojet réalistes).

[1] La « fonction de transfert de la Terre » exprime la relation entre les variations de champ électrique et de champ magnétique à la surface de la Terre.

Annexe TPL-007-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme TPL-007-4 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique

La présente annexe établit les dispositions particulières d'application au Québec de la norme qu'elle vise. Les dispositions de la norme visée et de l'annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme visée et l'annexe, l'annexe a préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Aucune disposition particulière.
2. **Numéro :** Aucune disposition particulière.
3. **Objet :** Aucune disposition particulière.

4. **Applicabilité :**

- 4.1. **Entités fonctionnelles**

Aucune disposition particulière.

- 4.2. **Installations**

- 4.2.1 Aucune disposition particulière.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

- 5.1. Adoption de la norme visée par la Régie de l'énergie : ~~xx mois 20xx~~14
septembre 2022
 - 5.2. Adoption de la présente annexe par la Régie de l'énergie : ~~xx mois 20xx~~14
septembre 2022
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur au Québec de la norme visée
et de la présente annexe : ~~xx mois 20xx~~1^{er}
avril 2023

Les exigences sont mises en application aux dates indiquées dans le tableau suivant :

Exigence	Date de mise en application
E1	xx mois 20xx 1 ^{er} avril 2023
E2	xx mois 20xx 1 ^{er} avril 2023
E5 et E9	1 ^{er} avril 2023
E12 et E13	1 ^{er} octobre 2023
E6 et E10	1 ^{er} avril 2025
E3, E4, E7, E8 et E11	1 ^{er} avril 2026

6. **Contexte :** Aucune disposition particulière.

Annexe TPL-007-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme TPL-007-4 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique

B. Exigences et mesures

Dans les exigences E5, E6, E9 et E10, ainsi que dans les mesures M5, M6, M9 et M10 remplacer « BES » par « RTP ».

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Au Québec, le terme *responsable des mesures pour assurer la conformité* désigne la Régie de l'énergie dans le rôle visant à surveiller la conformité avec la *norme de fiabilité* visée et la présente annexe, et à assurer l'application de celles-ci.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

La Régie de l'énergie établit les processus de surveillance qui servent à évaluer les données ou l'information afin de déterminer la conformité ou la non-conformité avec la *norme de fiabilité* visée et avec la présente annexe.

Tableau 1 – PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent

Remplacer « BES » par « RTP ».

Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)

Pour les VSL des exigences E5, E6, E9 et E10 remplacer « BES » par « RTP ».

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière.

E. Documents connexes

Aucune disposition particulière.

Annexe 1

Aucune disposition particulière.

Annexe 1-CAN

Aucune disposition particulière.

Annexe TPL-007-4-QC-1

Dispositions particulières applicables au Québec visant la norme TPL-007-4 – Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	xx mois 20xx14 <u>septembre 2022</u>	Nouvelle annexe en suivi de la décision D- 20xx-yyy <u>2022-110</u> .	Nouvelle