

NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION

Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique

Guide d'application de la norme de fiabilité
TPL-007-4

Novembre 2019

Fiabilité | Résilience | Sécurité



3353 Peachtree Road NE
Suite 600, North Tower
Atlanta, GA 30326
404-446-2560 | www.nerc.com

Table des matières

Préface	iii
Introduction	iv
Contexte	iv
Exigence E1	1
Exigence E2	2
Exigence E3	3
Exigence E4	4
Exigence E5	5
Exigence E6	6
Exigence E7	7
<i>Évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire</i>	8
Exigence E8	10
Exigence E9	11
Exigence E10	12
Exigence E11	13
Exigence E12	14
Exigence E13	15
Références	16

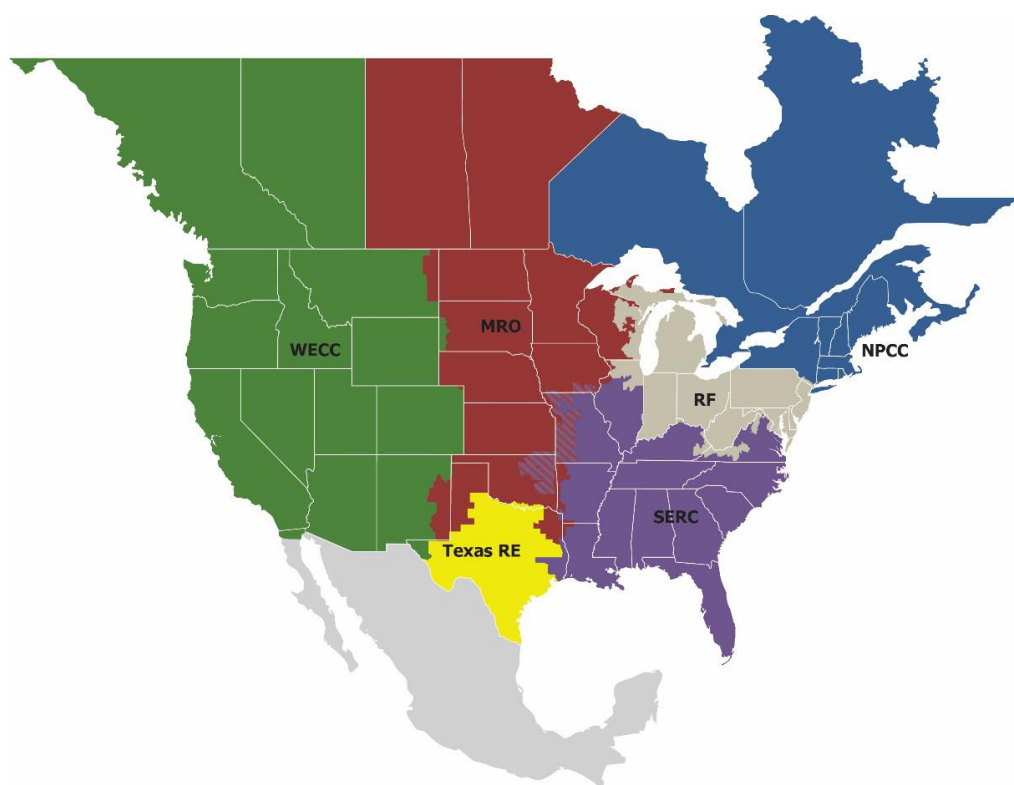
Préface

L'électricité est un élément essentiel du tissu de nos sociétés modernes, et l'organisme de fiabilité électrique (ERO) a pour mission de renforcer ce tissu. La vision de l'ERO, organisme qui regroupe la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et les six entités régionales, veille de près à la fiabilité du réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord. L'ERO travaille en permanence à réduire de façon efficace et efficiente les risques pour la fiabilité et la sécurité du réseau électrique.

Fiabilité | Résilience | Sécurité

Parce que près de 400 millions de citoyens en Amérique du Nord comptent sur nous

Le réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord est divisé en six territoires d'entités régionales, comme le montrent la carte et le tableau ci-dessous. Les zones combinant deux couleurs indiquent des chevauchements, car certains *responsables de l'approvisionnement* sont actifs dans une région alors que les *propriétaires d'installation de transport* et les *exploitants de réseau de transport* associés sont actifs dans une autre région.



MRO	Midwest Reliability Organization
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
RF	ReliabilityFirst Corporation
SERC	SERC Reliability Corporation
Texas RE	Texas Reliability Entity
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Contexte

L'équipe de rédaction du projet 2019-01, Modifications à la norme TPL-007-3, a préparé le présent guide d'application afin de présenter des exemples de démarches de conformité avec les modifications à la norme TPL-007, *Planification du comportement du réseau de transport en cas de perturbation géomagnétique*. Ce guide n'impose pas une démarche unique, mais indique différentes démarches qui permettront de réaliser la conformité avec la norme. Comme ce guide ne présente que des exemples, les entités sont libres de choisir d'autres démarches fondées sur leur meilleur jugement technique, compte tenu des particularités de leurs équipements et des conditions de leur réseau.

La première version de la norme (TPL-007-1), approuvée par la FERC dans son ordonnance 779 [1], demande aux entités d'évaluer l'impact sur leurs réseaux d'une perturbation géomagnétique bien définie, appelée « PGM de référence ». La deuxième version (TPL-007-2) comporte de nouvelles exigences (E8, E9 et E10) qui demandent aux entités responsables d'évaluer les effets potentiels d'une « PGM supplémentaire » sur leurs équipements et réseaux, conformément aux prescriptions de l'ordonnance 830 de la FERC [2]. Certaines PGM impliquent des ajustements localisés du champ géomagnétique ; la PGM supplémentaire sert à représenter les conditions associées à de tels ajustements pendant une PGM sévère dans le cadre d'une *évaluation de vulnérabilité aux PGM*. La troisième version (TPL-007-3) vient ajouter une différence régionale pour le Canada : celle-ci permet aux entités inscrites canadiennes de mettre à profit leur expérience d'exploitation, les effets observés des PGM ainsi que les recherches en cours afin de définir des variantes de PGM de référence ou de PGM supplémentaire qui représentent plus adéquatement les particularités géographiques et géologiques du Canada. Les exigences applicables à l'échelle du continent demeurent inchangées entre les deuxième et troisième versions de la norme. La quatrième version (TPL-007-4) répond aux prescriptions de l'ordonnance 851 de la FERC [3] qui demandent de modifier la norme de fiabilité TPL-007-3 ; la FERC demande à la NERC de soumettre certaines modifications consistant à 1) exiger l'établissement et la mise en œuvre de *plans d'actions correctives* visant à atténuer les vulnérabilités liées à la PGM supplémentaire (paragraphe 29 de l'ordonnance), et à 2) remplacer la disposition concernant les prolongations du calendrier du *plan d'actions correctives* de l'exigence E7.4 de la norme TPL-007-3 par un processus dans lequel ces prolongations sont étudiées au cas par cas (paragraphe 54).

Exigence E1

Dans certaines zones, les entités de planification peuvent estimer que la manière la plus efficace d'effectuer une *évaluation de vulnérabilité aux PGM* est de passer par un organisme de planification régional. Aucune exigence de la norme ne vise à interdire une démarche collaborative dans laquelle les rôles et responsabilités seraient établis par un organisme de planification constitué d'un ou de plusieurs *coordonnateurs de la planification*.

Exigence E2

L'état du *réseau* projeté pour la planification des PGM peut comprendre des réglages du *réseau* qui sont exécutables en réponse à l'information sur la météo spatiale. Ces réglages pourraient comprendre, par exemple, l'annulation ou le report de retraits pour maintenance.

Les câbles souterrains sous conduit présentent une situation de modélisation spéciale : le conduit en acier qui enferme les conducteurs de puissance réduit grandement le champ géoélectrique induit dans les conducteurs eux-mêmes, ceux-ci offrant toujours par ailleurs un trajet pour les CGI. Pour les câbles à diélectrique solide qui ne sont pas sous conduit en acier, le champ géoélectrique induit ne sera aucunement réduit. Il faudra tenir compte, le cas échéant, des situations de modélisation spéciales ci-dessus dans le modèle CGI de *réseau*.

Exigence E3

L'exigence E3 donne à l'entité responsable la latitude de déterminer les critères de tension en régime permanent du *réseau* pour les conditions en régime permanent du tableau 1, PGM à des fins de planification pour les analyses en régime permanent, de la norme TPL-007-4. Les limites de tension en régime permanent sont un exemple de critères de comportement en régime permanent du *réseau*.

Exigence E4

La diffusion des résultats de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* de référence offre un moyen de partager l'information pertinente avec les autres entités responsables de la planification de la fiabilité. Lorsqu'on évalue les résultats des études de CGI, il faut tenir compte de l'impact sur les réseaux voisins.

Exigence E5

La valeur de CGI efficace maximale exigée à l'alinéa 5.1 est nécessaire pour l'étude d'impact thermique de référence. Seuls les transformateurs dont la valeur de CGI efficace est d'au moins 75 A par phase sont soumis à l'évaluation de l'exigence E6.

Un *propriétaire d'installation de transport* ou un *propriétaire d'installation de production* qui désire une série CGI(t) peut en faire la demande à l'entité responsable. Celle-ci doit fournir la série CGI(t) demandée une fois les CGI calculés, mais au plus tard 90 jours civils après en avoir reçu la demande du propriétaire et après avoir exécuté l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 (voir l'exigence E5).

Exigence E6

Les directives de mise en œuvre entérinées par l'ERO pour l'étude d'impact thermique d'un transformateur de puissance sont présentées dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper* (octobre 2016) [4].

Les transformateurs sont exemptés de l'étude d'impact thermique de référence si leur valeur de CGI efficace est inférieure à 75 A par phase, d'après une analyse CGI du *réseau*. Une spécification de conception documentée dépassant cette valeur constitue aussi un critère de seuil justifiable pour exempter un transformateur de l'exigence E6.

L'étude d'impact thermique de référence d'un transformateur de puissance peut être basée sur les courbes de comportement sous CGI fournies par le fabricant, sur une simulation de réponse thermique, sur une sélection selon l'impact thermique ou sur d'autres moyens justifiés techniquement. L'étude d'impact thermique de référence doit être basée sur l'information de flux de CGI efficace (voir l'exigence E6). Pour plus de précisions, consulter le document cité plus haut ainsi que la publication *Screening Criterion for Transformer Thermal Impact Assessment White Paper* (octobre 2017) [5].

Différentes manières de procéder à l'étude d'impact thermique de transformateur pour la PGM de référence sont présentées dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper* (octobre 2017) [6].

Les études d'impact thermique pour la PGM de référence sont transmises à l'entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, de sorte que les lacunes constatées puissent être intégrées à l'évaluation de *vulnérabilité aux PGM* (exigence E4) et au *plan d'actions correctives* (exigence E7), le cas échéant.

Exigence E7

Cette exigence met en œuvre la prescription de l'ordonnance 830 de la FERC qui demande de spécifier un délai pour l'établissement du *plan d'actions correctives* découlant d'une *évaluation de vulnérabilité aux PGM*. Dans son ordonnance 830, la FERC demande de modifier la norme TPL-007 de manière à stipuler que le *plan d'actions correctives* doit être établi dans un délai de un an suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* (paragraphe 101). En outre, la FERC demande de prescrire les délais suivants pour la mise en œuvre du *plan d'actions correctives* (paragraphe 102) :

- deux ans pour les correctifs non matériels ; et
- quatre ans pour les correctifs matériels.

L'alinéa 7.4 demande aux entités de soumettre au *responsable des mesures pour assurer la conformité* une demande de prolongation lorsque la mise en œuvre des correctifs prévus n'est pas réalisable selon le calendrier établi à l'alinéa 7.3. Exemples non limitatifs de circonstances indépendantes de la volonté de l'entité responsable :

- retard résultant de processus réglementaires, comme la délivrance de permis ;
- retard résultant de processus de consultation des parties concernées requis par une convention tarifaire ;
- retard résultant de délais de livraison d'équipement ; ou
- retard résultant de l'incapacité d'acquérir une emprise.

Évaluation de vulnérabilité à la PGM supplémentaire

Il n'est pas encore possible actuellement de déterminer scientifiquement l'étendue spatiale exacte, l'heure locale de survenue, les limites de latitude, le nombre d'occurrences pendant une perturbation géomagnétique et les caractéristiques du champ géoélectrique (amplitude et orientation) à l'intérieur et à l'extérieur de l'ajustement local.

La norme TPL-007-4 accorde une certaine latitude dans l'application de la PGM supplémentaire à la zone de planification. Le guide ci-après présente des exemples de méthodes et de limites applicables à la PGM supplémentaire à partir de la compréhension actuelle des ajustements locaux. Comme l'indique l'annexe 1 de la norme, il est possible de recourir à « d'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 ».

1. Considérations relatives à l'étendue spatiale :

- a. appliquer un ajustement local du champ géoélectrique compte tenu des enregistrements disponibles d'événements antérieurs, par exemple au moins 100 km (est-ouest) sur 100 km (nord-sud). On peut effectuer une analyse supplémentaire en variant l'étendue spatiale. Il est à noter que l'étendue spatiale nord-sud de 100 km est mieux comprise que l'étendue est-ouest, laquelle pourrait être de 500 km ou plus ; ou
- b. appliquer le champ géoélectrique maximal pour la PGM supplémentaire (12 V/km, transposé à la zone de planification) à l'ensemble de la zone de planification. Il est à noter que cela implique d'étudier une perturbation géomagnétique encore plus rare que celle d'occurrence centenaire.

2. Considérations relatives au champ géoélectrique à l'intérieur de l'ajustement local :

- a. amplitude : 12 V/km (transposée à la zone de planification) ; et
- b. orientation : est-ouest (référence géomagnétique). On peut effectuer une analyse supplémentaire en variant l'orientation du champ géoélectrique.

3. Considérations relatives au champ géoélectrique à l'extérieur¹ de l'ajustement local :

- a. amplitude : au moins 1,2 V/km (transposée à la zone de planification), soit un ordre de grandeur de moins que le champ à l'intérieur de l'ajustement local ; et
- b. orientation : est-ouest (référence géomagnétique). On peut effectuer une analyse supplémentaire en variant l'orientation du champ géoélectrique.

4. Considérations relatives au positionnement de l'ajustement local :

- a. s'appuyer sur un jugement technique éclairé pour positionner l'ajustement local sur les secteurs critiques du réseau. Par exemple, l'évaluation de vulnérabilité de référence peut déterminer des secteurs caractérisés par des tensions affaiblies, un manque de réserves de puissance réactive dynamiques, d'importants flux de CGI dans les transformateurs, etc. On peut aussi tenir compte des impacts sur les infrastructures essentielles, ou d'autres externalités ; ou
- b. déplacer systématiquement l'ajustement local sur la totalité de la zone de planification.

Le schéma de la figure 1 illustre un exemple d'application de la PGM supplémentaire. L'ajustement local est de 100 km sur 100 km. Le champ géoélectrique à l'intérieur de l'ajustement local est de 12 V/km (transposé à la zone de planification) avec une orientation est-ouest, et le champ géoélectrique à l'extérieur de l'ajustement local est de 1,2 V/km (transposé à la zone de planification) avec une orientation est-ouest.

1. Les caractéristiques du champ géoélectrique à l'extérieur de l'ajustement local (comme l'amplitude, l'orientation, et l'étendue spatiale) sont en cours d'examen par la communauté scientifique.

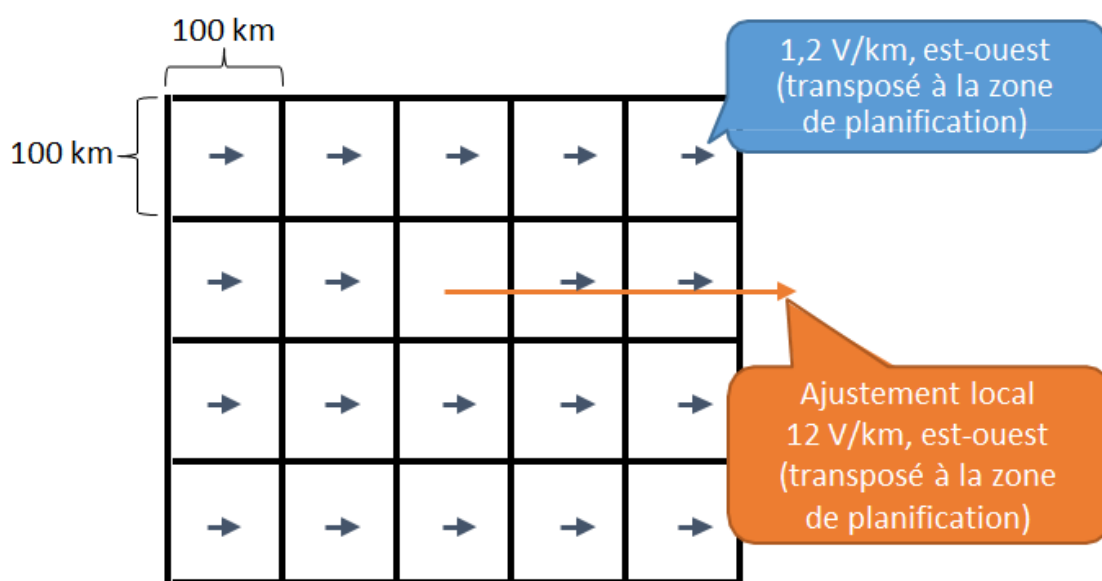


Figure 1 – Exemple d'application de la PGM supplémentaire

Exigence E8

La diffusion des résultats de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire offre un moyen de partager l'information pertinente avec les autres entités responsables de la planification de la fiabilité. Lorsqu'on évalue les résultats des études de CGI, il faut tenir compte de l'impact sur les réseaux voisins.

Exigence E9

La valeur de CGI efficace maximale exigée à l'alinéa 9.1 est nécessaire pour l'étude d'impact thermique supplémentaire. Seuls les transformateurs dont la valeur de CGI efficace est d'au moins 85 A par phase sont soumis à l'évaluation de l'exigence E10.

Un *propriétaire d'installation de transport* ou un *propriétaire d'installation de production* qui désire une série CGI(t) peut en faire la demande à l'entité responsable. Celle-ci doit fournir la série CGI(t) demandée une fois les CGI calculés, mais au plus tard 90 jours civils après en avoir reçu la demande du propriétaire et après avoir exécuté l'alinéa 9.1 de l'exigence E9 (voir l'exigence E9).

Exigence E10

Les directives de mise en œuvre entérinées par l'ERO pour l'étude d'impact thermique d'un transformateur de puissance sont présentées dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper* (octobre 2016) [4].

Les transformateurs sont exemptés de l'étude d'impact thermique supplémentaire si leur valeur de CGI efficace est inférieure à 85 A par phase, d'après une analyse CGI du *réseau*. Une spécification de conception documentée dépassant cette valeur constitue aussi un critère de seuil justifiable pour exempter un transformateur de l'exigence E10.

L'étude d'impact thermique supplémentaire d'un transformateur de puissance peut être basée sur les courbes de comportement sous CGI fournies par le fabricant, sur une simulation de réponse thermique, sur une sélection selon l'impact thermique ou sur d'autres moyens justifiés techniquement. L'étude d'impact thermique supplémentaire doit être basée sur l'information de flux de CGI efficace (voir l'exigence E10). Pour plus de précisions, consulter le document cité plus haut ainsi que la publication *Screening Criterion for Transformer Thermal Impact Assessment White Paper* (octobre 2017) [5].

Différentes manières de procéder à l'étude d'impact thermique de transformateur pour la PGM supplémentaire sont présentées dans la publication *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper* (octobre 2017) [6].

Les études d'impact thermique pour la PGM supplémentaire sont transmises à l'entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, de sorte que les lacunes constatées puissent être intégrées à l'*évaluation de vulnérabilité aux PGM* (exigence E8) et au *plan d'actions correctives* (exigence E11), le cas échéant.

Exigence E11

Cette exigence met en œuvre la prescription de l'ordonnance 851 de la FERC qui demande d'élaborer et de soumettre des modifications aux normes de fiabilité TPL-007-2 et TPL-007-3 afin d'exiger des *plans d'actions correctives* pour les vulnérabilités liées à la PGM supplémentaire. Cette exigence est le pendant de l'exigence E7 : ainsi, un *plan d'actions correctives* doit être établi dans un délai de un an suivant l'achèvement de l'*évaluation de vulnérabilité à la PGM* supplémentaire, et doit être mis en œuvre dans un délai d'au plus :

- deux ans pour les correctifs non matériels ; et
- quatre ans pour les correctifs matériels.

L'alinéa 11.4 demande aux entités de soumettre au responsable des mesures pour assurer la conformité une demande de prolongation lorsque la mise en œuvre des correctifs prévus n'est pas réalisable dans les délais établis selon l'alinéa 11.3. Exemples non limitatifs de situations indépendantes de la volonté de l'entité responsable :

- retard résultant de processus réglementaires, comme la délivrance de permis ;
- retard résultant de processus de consultation des parties concernées requis par une convention tarifaire ;
- retard résultant de délais de livraison d'équipement ; ou
- retard résultant de l'incapacité d'acquérir une emprise.

Exigence E12

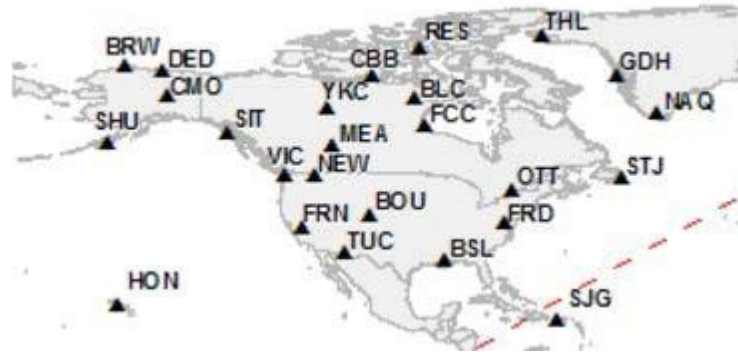
Les entités responsables peuvent s'inspirer des directives présentées dans les règles de procédure de la NERC, section 1600 (demande de données), pour la collecte des données sur les PGM².

2. À compter de novembre 2019, une version provisoire est consultable à l'adresse :
https://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD_Data_Reporting_Instruction_draft.docx

Exigence E13

Les entités responsables peuvent s'inspirer des directives présentées dans les règles de procédure de la NERC, section 1600 (demande de données), pour la collecte des données sur les PGM³.

La carte ci-dessous indique l'emplacement de magnétomètres exploités par l'U.S. Geological Survey (USGS) et par Ressources naturelles Canada (RNCan). Pour une liste complète, consulter le site Web de l'*International Real Time Magnetic Observatory Network* [7].



Pour obtenir des données supplémentaires, on peut s'adresser aux organismes de recherche ou aux universités, ou à d'autres entités disposant de magnétomètres déjà installés.

La publication *INTERMAGNET Technical Reference Manual* version 4.6 (2012) [8] renferme des caractéristiques d'équipement et des protocoles de format de données.

3. À compter de novembre 2019, une version provisoire est consultable à l'adresse : https://www.nerc.com/comm/PC/Geomagnetic%20Disturbance%20Task%20Force%20GMDTF%202013/GMD_Data_Reporting_Instruction_draft.docx

Références

1. Ordonnance 779 de la FERC,
https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/FERCOrdersRules/Order779_GMD_RM12-22_20130516.pdf
2. Ordonnance 830 de la FERC,
<https://www.nerc.com/filingsorders/us/FERCOrdersRules/E-4.pdf>
3. Ordonnance 851 de la FERC,
https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/FERCOrdersRules/E-3_Order%20No%20851.pdf
4. *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper, ERO Enterprise-Endorsed Implementation Guidance*, NERC, Atlanta (GA), 28 octobre 2016,
https://www.nerc.com/pa/comp/guidance/EROEndorsedImplementationGuidance/TPL-007-1_Transformer_Thermal_Impact_Assessment_White_Paper.pdf
5. *Screening Criterion for Transformer Thermal Impact Assessment White Paper*, NERC, Atlanta (GA), octobre 2017,
https://www.nerc.com/pa/Stand/Project201303GeomagneticDisturbanceMitigation/Screening_Criterion_Clean_2017_October_Clean.pdf
6. *Transformer Thermal Impact Assessment White Paper*, NERC, Atlanta (GA), octobre 2017,
https://www.nerc.com/pa/Stand/Project201303GeomagneticDisturbanceMitigation/Thermal_Impact_Assessment_2017_October_Clean.pdf
7. International Real-Time Magnetic Observatory Network,
<http://www.intermagnet.org/index-fra.php>
8. *INTERMAGNET Technical Reference Manual, Version 4.6*, 2012,
http://www.intermagnet.org/publications/intermag_4-6.pdf