

**NORMES DE FIABILITÉ DE LA NERC
(VERSION FRANÇAISE)**

Dates d'entrée en vigueur

Propriétaires d'installation de production

Il y a deux dates d'entrée en vigueur associées à cette norme.

La première date d'entrée en vigueur alloue du temps aux *propriétaires d'installation de production* pour développer des stratégies, des procédures, des procédés ou des spécifications de maintenance documentés tel que décrit à l'exigence E3.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est nécessaire, l'exigence E3 applicable aux *propriétaires d'installation de production* entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, l'exigence E3 entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation par le conseil d'administration de la NERC ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme « ERO ».

La seconde date d'entrée en vigueur alloue du temps aux entités pour se conformer aux exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7.

Dans les territoires où l'approbation réglementaire est nécessaire, les exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7 applicables aux *propriétaires d'installation de production* entrent en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir deux ans après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, les exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7 entrent en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation par le conseil d'administration de la NERC ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme « ERO ».

Dates d'entrée en vigueur pour des lignes individuelles lorsqu'elles se retrouvent dans des cas spécifiques de transition :

1. Une ligne exploitée à moins de 200 kV, désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ou désignée par le « Western Electricity Coordinating Council » (WECC) comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, devient assujettie à cette norme à la plus tardive des dates suivantes : 1) 12 mois après la date où le *coordonnateur de la planification* ou le WECC a initialement désigné la ligne comme étant un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, ou 2) le 1^{er} janvier de l'année de planification pendant laquelle la ligne est prévue être désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.
2. Une ligne exploitée à moins de 200 kV actuellement assujettie à cette norme comme un élément désigné d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée ne sera plus assujettie à cette norme à compter de cette date.

3. Une ligne exploitée à 200 kV ou plus, actuellement assujettie à cette norme, désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC et pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée sera assujettie à l'exigence E2 et ne sera plus assujettie à l'exigence E1 à compter de cette date.
4. Une ligne de transport existante exploitée à 200 kV ou plus, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition.
5. Une ligne de transport existante exploitée à moins de 200 kV, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme, devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition de la ligne si au moment de l'acquisition la ligne est désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Propriétaires d'installation de transport [transféré de la norme FAC-003-2]

Cette norme entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'approbation de la norme par les organismes gouvernementaux pertinents là où une approbation formelle de toutes les exigences est requise. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur le premier jour civil du premier trimestre civil à survenir un an après la date d'adoption du conseil d'administration.

Dates d'entrée en vigueur pour des lignes individuelles lorsqu'elles se retrouvent dans des cas spécifiques de transition :

1. Une ligne exploitée à moins de 200 kV, désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL) ou désignée par le « Western Electricity Coordinating Council » (WECC) comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, devient assujettie à cette norme à la plus tardive des dates suivantes : 1) 12 mois après la date où le *coordonnateur de la planification* ou le WECC a initialement désigné la ligne comme étant un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, ou 2) le 1er janvier de l'année de planification pendant laquelle la ligne est prévue être désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.
2. Une ligne exploitée à moins de 200 kV actuellement assujettie à cette norme comme un élément désigné d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée ne sera plus assujettie à cette norme à compter de cette date.
3. Une ligne exploitée à 200 kV ou plus, actuellement assujettie à cette norme, désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC et pour laquelle une date de retrait de cette désignation est spécifiée sera assujettie à l'exigence E2 et ne sera plus assujettie à l'exigence E1 à compter de cette date.
4. Une ligne de transport existante exploitée à 200 kV ou plus, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition.
5. Une ligne de transport existante exploitée à moins de 200 kV, laquelle a été nouvellement acquise par un propriétaire d'actif et qui n'était pas préalablement assujettie à cette norme, devient assujettie à cette norme 12 mois après la date d'acquisition de la ligne si au moment de

l'acquisition la ligne est désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

A. Introduction

1. **Titre :** Maîtrise de la végétation du transport
2. **Numéro :** FAC-003-3
3. **Objet :** Maintenir un réseau de transport d'électricité fiable en utilisant une stratégie de défense en profondeur pour maîtriser la végétation localisée dans les *emprises* de lignes de transport et pour limiter les empiètements par la végétation localisée en bordure de l'*emprise*, et ainsi prévenir les risques de déclenchements reliés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascade*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaires d'installation de transport* visés
 - 4.1.1.1 *Propriétaires d'installation de transport* qui possèdent des *installations de transport* définies à la section 4.2.
 - 4.1.2 *Propriétaires d'installation de production* visés
 - 4.1.2.1 *Propriétaires d'installation de production* qui possèdent des *installations de production* définies à la section 4.3.
 - 4.2. **Installations de transport :** Définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), incluant, mais sans s'y limiter, celles qui traversent les terres appartenant au fédéral¹, à l'état, à la province, au public, au privé, ou à des entités tribales :
 - 4.2.1 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à 200 kV ou plus.
 - 4.2.2 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV désignée par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL en vertu de la norme FAC-014 de la NERC.
 - 4.2.3 Chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV désignée par le WECC comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC dans le *système de production-transport d'électricité*.
 - 4.2.4 Chaque ligne de transport aérienne identifiée ci-dessus (4.2.1 à 4.2.3) qui se trouve à l'extérieur de la zone clôturée de la cour de sectionnement, du poste et de n'importe quelle portion de la portée d'une ligne de transport qui traverse la clôture du poste.
 - 4.3. **Installations de production :** Définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), incluant, mais sans s'y limiter, celles qui traversent les terres appartenant au fédéral², à l'état, à la province, au public, au privé, ou à des entités tribales :
 - 4.3.1 Lignes de transport aériennes qui (1) s'étendent sur plus d'un mile ou 1,609 kilomètre au-delà de la zone clôturée d'un poste de départ d'une centrale jusqu'au point d'interconnexion avec une *installation* d'un *propriétaire d'installation de transport* ou (2) n'ont pas une vue directe³ à partir de la clôture du poste de départ d'une centrale

¹ EPAAct 2005, section 1211c Approbations des accès par les agences fédérales.

² Idem.

³ « Vue directe » signifie la distance jusqu'à laquelle elle peut être vue par une personne normale sans instrument spécial (ex. jumelles, télescopes, lunettes d'approche, etc.) lors d'un jour clair.

jusqu'au point d'interconnexion avec une *installation d'un propriétaire d'installation de transport* et sont :

4.3.1.1 exploitées à 200 kV et plus ; ou

4.3.1.2 exploitées à moins de 200 kV et désignées par le *coordonnateur de la planification* comme un élément d'une IROL en vertu de la norme FAC-014 de la NERC ; ou

4.3.1.3 exploitées à moins de 200 kV et désignées par le WECC comme un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC dans *le système de production-transport d'électricité*.

Mise en application :

Les exigences à l'intérieur d'une norme de fiabilité régissent et seront mises en application. Les exigences à l'intérieur d'une norme de fiabilité définissent ce qu'une entité doit faire pour être conforme et imposent certaines obligations de performance à une entité en lien avec la section 215 du « Federal Power Act ». La conformité sera mesurée dans tous les cas en déterminant si oui ou non une partie a respecté ou non l'exigence de la norme de fiabilité selon les faits spécifiques et les circonstances de son utilisation, de la propriété ou de l'exploitation du système de production-transport.

Les mesures fournissent des orientations pour l'évaluation de la non-conformité aux exigences. Les mesures sont des pièces justificatives qui peuvent être présentées pour démontrer la conformité à une exigence de la norme de fiabilité et ne sont pas faites pour contenir des quantités définies pour déterminer si la performance est satisfaisante ni pour limiter comment une entité peut démontrer la conformité si des alternatives valables pour démontrer la conformité sont disponibles dans un cas particulier. Une norme de fiabilité peut être mise en application en l'absence de mesures spécifiées.

Les entités doivent se conformer à la section « Conformité » dans son entièreté, incluant les procédures administratives qui présentent, entre autres choses, les exigences de déclaration.

La section « Principes directeurs et fondements techniques », la section « Contexte » et les boîtes de texte avec les « exemples » et « justification » sont fournis à titre informatif. Ils sont conçus pour transmettre les principes directeurs à partir des activités variées de la NERC. La section « Principes directeurs et fondements techniques », la section « Contexte » et les boîtes de texte avec les exemples et la justification ne servent pas à établir de nouvelles exigences en vertu des normes de fiabilité de la NERC ou à modifier les exigences de toute autre norme de fiabilité de la NERC existante. La mise en œuvre de la section « Principes directeurs et fondements techniques », de la section « Contexte » et des boîtes de textes avec les « exemples » et « justification » n'est pas une substitution à la conformité aux exigences des normes de fiabilité de la NERC.

5. Contexte :

Cette norme utilise trois types d'exigences qui prévoient des couches de protection pour prévenir les déclenchements reliés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascades* :

a) Basée sur la performance – définit un objectif ou un effet particulier à atteindre en matière de fiabilité. Dans sa plus simple expression, une exigence basée sur les résultats comprend quatre composants : *Qui, sous quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quelle performance ou résultat particuliers sur le système de production-transport?*

b) Basée sur le risque – exigences préventives pour réduire les risques de défaillance à des niveaux de tolérance acceptables. Une exigence de fiabilité basée sur le risque doit être formulée ainsi : *Qui, sous quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quel résultat ou effet particuliers qui réduisent un risque identifié pour la fiabilité du système de production-transport ?*

c) Basée sur la compétence – définit un ensemble minimal de compétences qu'une entité a besoin d'avoir pour démontrer qu'elle est apte à effectuer ses fonctions désignées de fiabilité. Une exigence de fiabilité basée sur les compétences doit être formulée ainsi: *Qui, sous quelles conditions (le cas échéant), doit avoir quelle compétence, pour atteindre quel résultat ou effet particuliers ou pour réduire un risque sur la fiabilité du système de production-transport?*

La stratégie de défense en profondeur pour le développement des normes de fiabilité reconnaît que chaque exigence dans une norme de fiabilité de la NERC a un rôle dans la prévention des défaillances du réseau, et que ces rôles sont complémentaires et se renforcent. Les normes de fiabilité ne devraient pas être considérées comme un ensemble de besoins indépendants, mais devraient être considérées comme faisant partie d'un portefeuille d'exigences visant à parvenir à une stratégie globale de défense en profondeur et être compatible avec les objectifs de qualité d'une norme de fiabilité.

Cette norme utilise une stratégie de défense en profondeur pour améliorer la fiabilité du réseau de *transport* d'électricité en :

- exigeant que la végétation soit maîtrisée pour prévenir l'empiétement de la végétation dans la zone de dégagement nécessaire pour éviter un arc électrique (E1 et E2) ;
- exigeant la documentation des stratégies, des procédures, des procédés et des spécifications de maintenance utilisés pour maîtriser la végétation afin d'éviter des conditions potentielles d'arcs électriques incluant la considération 1) du mouvement dynamique des conducteurs et 2) l'interrelation entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes de contrôle et la fréquence des inspections (E3) ;
- exigeant l'avis au moment opportun aux centres de contrôle concernés des conditions de végétation qui pourraient causer un arc électrique à tout moment (E4) ;
- exigeant des actions correctives pour s'assurer que les distances de dégagement pour les arcs électriques ne seront pas dépassées due à des contraintes de travail telles des injonctions légales (E5) ;

- exigeant des inspections des conditions de la végétation devant être effectuées annuellement (E6) et ;
- exigeant que les travaux annuels nécessaires pour prévenir les arcs électriques sont complétés (E7).

Pour cette norme, les exigences ont été développées comme suit :

Basée sur la performance : Exigences 1 et 2

Basée sur la compétence : Exigence 3

Basée sur le risque : Exigences 4, 5, 6 et 7

L'exigence E3 sert de première ligne de défense en s'assurant que les entités comprennent le problème qu'elles essaient de gérer et qu'elles ont établi des stratégies et des plans complets pour gérer le problème. Les exigences E1, E2 et E7 servent de deuxième lignes de défense en exigeant que les entités mettent en œuvre leurs plans et maîtrisent la végétation. L'exigence E6, laquelle exige des inspections, peut autant faire partie de la première lignes de défense (comme intrant aux stratégies et aux plans) que de la troisième ligne de défense (comme une vérification de la première et deuxième ligne de défense). L'exigence E4 sert de dernière ligne de défense, laquelle traite des cas où toutes les autres lignes de défense ont échoué.

Des pannes importantes et des problèmes d'exploitation ont été causés par de l'interférence entre une végétation trop haute et des lignes de transport situées sur divers types de terrains et de situations de propriété. L'adhésion aux exigences de la norme pour toutes les lignes visées se trouvant sur n'importe quel type de terrain ou de servitude, que les terrains soient fédéraux, soit « étatiques » ou provinciaux, publiques ou privés, des concessions, des servitudes ou des terres détenues en fief, réduira et gèrera le risque. Pour les besoins de la norme, l'expression « terres publiques » inclut les terrains municipaux, les terrains d'un village, les terrains d'une ville, et toutes les autres entités gouvernementales.

Cette norme traite de la maîtrise de la végétation le long des lignes aériennes visées et ne s'applique pas aux lignes souterraines, aux lignes sous-marines ou aux tronçons de lignes à l'intérieur du périmètre d'un poste électrique.

Cette norme se concentre sur les lignes de transport afin de prévenir ces pannes liées à la végétation qui pourraient entraîner des *déclenchements en cascade*. Elle ne prétend pas prévenir des pannes dues à un contact avec un arbre chez un client sur les lignes de distribution du réseau à basse tension. Par exemple, le service à une clientèle localisée peut être interrompu si la végétation entre en contact avec une ligne de transport à 69 kV alimentant en puissance un poste de distribution à 12 kV. Toutefois, cette norme n'est pas rédigée pour traiter de telles situations isolées qui ont un faible impact sur l'ensemble du réseau de transport électrique.

Puisque la croissance de la végétation est constante et continue, la végétation non maîtrisée pose un risque accru de panne, notamment lorsque de nombreuses lignes de transport sont exploitées à ou près de leurs *caractéristiques assignées*.

Cela peut présenter un risque considérable de pannes de ligne successives lorsque les lignes présentent une flèche importante menant ainsi à des *déclenchements en cascade*. Lorsque la première ligne tombe en panne, le transfert du courant vers les autres lignes et/ou les augmentations de la charge du réseau entraînera la panne d'une deuxième ligne et ainsi que des autres lignes au fur et à mesure où un contact avec la végétation sous ces lignes se produira. À l'inverse, la majorité des autres causes de panne (telles que des arbres tombés sur des lignes, la foudre, les animaux et les véhicules motorisés) n'ont pas de

relation étroite avec le transfert de courant et l'augmentation de la charge du réseau. Ces événements ne sont pas plus susceptibles de survenir lors d'un réseau fortement chargé qu'à tout autre moment. Il n'y a pas de lien de cause à effet qui accroît la probabilité d'une occurrence simultanée de tels événements. Par conséquent, ces types d'événements sont très peu susceptibles de causer des défaillances de grande envergure du réseau électrique. Alors, cette norme accorde la priorité absolue à la maîtrise de la végétation pour empêcher le développement de la végétation.

B. Exigences et Mesures

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et chaque *propriétaire d'installation de production* visé doit maîtriser la végétation pour prévenir les empiétements sur les distances de *dégagement minimales de la végétation* (MVCD) de ses lignes visées, qui sont soit un élément d'une IROL ou soit un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC; exploitées à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* et de toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*, selon des types montrés ci-dessous⁴ : [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon de temps : temps réel*]
1. Un empiétement sur la MVCD tel que montré au tableau 2 de la norme FAC-003, observé en *temps réel*, sans *déclenchement définitif* relié à la végétation.⁵
 2. Un empiétement dû à une chute à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation.⁶
 3. Un empiétement dû aux vents mettant en contact les lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation.⁷
 4. Un empiétement sur la MVCD dû à la croissance de la végétation qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation.⁸
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a les pièces justificatives attestant qu'il a maîtrisé la végétation pour prévenir l'empiétement sur la MVCD, comme décrit à l'exigence E1. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure des attestations datées, des rapports datés ne faisant état d'aucun *déclenchement définitif* associé à des empiétements des types 2 à 4 ci-dessus, ou des documents confirmant l'absence d'observations en temps réel d'empiétements sur une MVCD. (E1)
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit maîtriser la végétation pour prévenir les empiétements sur les MVCD de ses lignes visées qui ne sont pas des éléments d'une IROL ni d'un *chemin de transfert* majeur du WECC; exploitées à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* et de toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*, des types montrés ci-dessous⁹ : [*Facteur de risque de la non-conformité : élevé*] [*Horizon de temps : temps réel*]

⁴Cette exigence ne s'applique pas dans des circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé assujéti à cette norme de fiabilité, incluant les désastres naturels, comme les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les éboulements, les cisaillements de vent, les coups de vent, les grosses tempêtes (comme défini par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé ou par un organisme réglementaire pertinent), les tempêtes de verglas, et les inondations ; les activités humaines ou animales comme l'abattage, la coupe d'arbres par des animaux, les contacts de véhicules avec des arbres, ou la plantation, l'élimination ou l'extraction de végétation. Aucune information contenue dans cette note de bas de page ne doit être interprétée comme limitant les droits du *propriétaire d'installation de transport* ou du *propriétaire d'installation de production* visé d'exercer toutes ses servitudes légales dans l'*emprise*.

⁵Si une confirmation ultérieure d'un défaut par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou par le *propriétaire d'installation de production* visé montre qu'un empiétement de la végétation à l'intérieur de la limite MVCD est survenu à cause de la végétation à l'intérieur de l'*emprise*, cela doit être considéré comme équivalent d'une observation en temps réel.

⁶Plusieurs *déclenchements définitifs* d'une seule ligne, s'ils sont causés par la même végétation, seront signalés comme une seule panne peu importe le nombre de pannes à l'intérieur d'une période de 24 heures.

⁷Idem.

⁸Idem.

⁹Voir la note de bas de page #4.

1. un empiètement sur la MVCD tel que montré au tableau 2 de la norme FAC-003, observé en temps réel, sans *déclenchement définitif* relié à la végétation ;¹⁰
 2. un empiètement dû à une chute à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation ;¹¹
 3. un empiètement dû aux vents mettant en contact les lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation ;¹²
 4. un empiètement sur la MVCD dû à la croissance de la végétation qui a causé un *déclenchement définitif* relié à la végétation.¹³
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a les pièces justificatives attestant qu'il a maîtrisé la végétation pour prévenir l'empiètement sur la MVCD, comme décrit à l'exigence E2. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure des attestations datées, des rapports datés ne faisant état d'aucun *déclenchement définitif* associé à des empiètements des types 2 à 4 ci-dessus, ou des documents confirmant l'absence d'observations en temps réel d'empiètements sur une MVCD. (E2)
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit avoir des stratégies de maintenance, des procédures, des procédés ou des spécifications documentés qu'il utilise pour prévenir l'empiètement de la végétation sur les MVCD de ses lignes visées et qui tiennent compte des facteurs suivants :
- 3.1** le mouvement des conducteurs de lignes visées exploitées suivant leurs *caractéristiques assignées* et leurs *conditions d'exploitation électriques assignées* ;
 - 3.2** les interrelations entre les taux de croissance de la végétation, les méthodes d'intervention et la fréquence des inspections.
[Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]
- M3.** Les stratégies de maintenance, les procédures, les procédés ou les spécifications fournis démontrent que le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé peut prévenir l'empiètement sur la MVCD en tenant compte des facteurs identifiés à l'exigence. (E3)
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé, sans délai intentionnel, doit aviser le centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour les lignes associées visées lorsque le *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a confirmé l'existence de conditions impliquant la végétation qui pourraient causer un défaut à tout moment : [Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : temps réel]
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé qui a une condition confirmée impliquant la végétation pouvant causer un défaut à tout moment aura des pièces justificatives attestant qu'il a avisé le centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour la ligne de transport associée visée,

¹⁰Voir la note de bas de page #5.

¹¹ Voir la note de bas de page #6.

¹² Idem.

¹³ Idem.

sans délai intentionnel. Les exemples de pièces justificatives peuvent inclure des journaux du centre de contrôle, des enregistrements vocaux, des ordres de manœuvres, des ordres de dégagement et des bons de travail subséquents. (E4)

- E5.** Lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé et un *propriétaire d'installation de production* visé est dans l'impossibilité d'effectuer des travaux de maîtrise de la végétation sur une ligne visée exploitée suivant ses *caractéristiques assignées* et ses *conditions d'exploitation électriques assignées*, et que cette contrainte peut résulter en un empiètement de la végétation sur la MVCD avant la mise en œuvre du plan de travail annuel suivant, alors le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé doit prendre des mesures correctives pour assurer la maîtrise continue de la végétation pour prévenir les empiètements. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a pris les mesures correctives pour chaque contrainte où une ligne de transport visée a été potentiellement mise à risque. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure: des bons de travail initialement planifiés, la documentation relative aux contraintes de la part de propriétaires fonciers, des ordonnances de la cour, des dossiers d'inspection d'une surveillance accrue, la documentation d'une réduction des *caractéristiques assignées* des lignes, des ordres de travaux révisés, des factures ou des pièces justificatives attestant que la ligne était hors charge. (E5)
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit effectuer la *surveillance de la végétation* de 100 % de ses lignes de transport visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.) au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*.¹⁴ [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*].
- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a effectué la *surveillance de la végétation* dans l'*emprise* de la ligne de transport pour toutes les lignes visées au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure : des bons de travail complétés et datés, des factures datées ou des dossiers d'inspection datés. (E6)
- E7.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit compléter 100% de son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation de ses lignes visées pour faire en sorte qu'il ne survienne aucun empiètement de la végétation à l'intérieur de la MVCD. Des modifications peuvent être apportées au plan de travail par suite de conditions changeantes ou de constatations faites durant la surveillances de la végétation (à condition que ces modifications n'entraînent pas un empiètement de la végétation sur la MVCD) ; et doivent être documentées. Le calcul du pourcentage d'achèvement se détermine en divisant le nombre d'unités sur lesquelles les travaux sont effectivement terminés par le nombre d'unités dans le plan révisé final (mesurées en

¹⁴Lorsque le *propriétaire d'installation de transport* concerné et le *propriétaire d'installation de production* concerné est empêché d'effectuer la *surveillance de la végétation* dans les délais précisés à l'exigence E6 en raison d'un désastre naturel, le « TO » et le « GO » se voit accordé une prolongation de délai qui est égale à la durée de l'empêchement auquel le « TO » et le « GO » s'est vu empêché d'effectuer la *surveillance de la végétation*.

utilisant l'unité de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.). Des exemples de motifs justifiant la modification du plan annuel peuvent inclure : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]

- changement dans les taux de croissance ou dans les facteurs environnementaux attendus ;
- circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé¹⁵ ;
- révision du calendrier de travail entre les saisons de croissance ;
- disponibilité de l'équipe de travail ou de l'entrepreneur/ententes d'assistance mutuelle ;
- identification d'un travail hautement prioritaire imprévu ;
- conditions météorologiques/accessibilité ;
- retards dans l'obtention des autorisations nécessaires ;
- changement de propriétaire foncier/modification de la vocation d'un terrain par le propriétaire foncier ;
- technologies émergentes.

M7. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé a des pièces justificatives attestant qu'il a complété son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées. Les exemples de documents de pièce justificative acceptable peuvent inclure une copie du plan de travail annuel complété (tel que modifié), des bons de travail datés, des factures datées, ou des dossiers d'inspection datés. (E7)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

L'*entité régionale* doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes à moins que l'entité visée soit possédée, opérée, ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, l'organisation régionale de fiabilité (ERO) ou l'*entité régionale* reconnue par la FERC ou d'autres autorités gouvernementales pertinentes doit servir de responsable de la surveillance de l'application des normes.

Pour la NERC, un surveillant indépendant sans intérêt personnel pour cet aspect de la NERC doit servir comme responsable de la surveillance de l'application des normes.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes suivantes de conservation des pièces justificatives identifient les périodes de temps pour lesquelles une entité est requise de conserver les pièces justificatives spécifiques pour démontrer sa conformité. Dans les cas où les périodes de conservation des pièces justificatives spécifiées ci-dessous sont plus courtes que le temps depuis le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à une entité de fournir d'autres pièces justificatives pour

¹⁵Les circonstances indépendantes de la volonté du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé incluent, mais sans s'y limiter, les désastres naturels tels les séismes, les incendies, les tornades, les ouragans, les glissements de terrain, les tempêtes de verglas, les inondations et les grosses tempêtes selon la définition qu'en donne le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* ou un organisme réglementaire pertinent.

montrer qu'elle était conforme pendant la totalité de la période de temps depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé conservent les données ou les pièces justificatives pour montrer leur conformité aux exigences E1, E2, E3, E5, E6 et E7, mesures M1, M2, M3, M5, M6 et M7 pendant trois années civiles à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une plus longue période de temps dans le cadre d'une enquête.

Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé conservent les données ou les pièces justificatives pour montrer leur conformité à l'exigence E4, la mesure M4 pour les douze mois les plus récents de journaux d'exploitation ou les trois mois les plus récents d'enregistrements vocaux ou de transcriptions d'enregistrements vocaux, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui ordonne de conserver certaines pièces justificatives pour une plus longue période de temps à des fins d'enquête.

Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est jugé non-conforme, il doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce qu'il soit de nouveau jugé conforme ou pour la période de temps spécifiée ci-dessus, selon la plus longue des deux.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audits subséquents demandés et soumis.

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de non-conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

Soumission périodique de données

1.4. Autres informations sur la conformité

Soumission périodique de données : Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé soumettra un rapport trimestriel à son *entité régionale*, ou à l'organisme désigné par l'*entité régionale*, identifiant tous les *déclenchements définitifs* des lignes visées exploitées suivant leurs *caractéristiques assignées* et leurs *conditions d'exploitation électriques assignées* tel que déterminé par le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé comme ayant été causés par la végétation, à l'exception à des exclusions de la note de bas de page 2, et incluant au minimum ce qui suit :

- le nom du ou des circuits, la date, l'heure et la durée de la panne, la tension du circuit, une description de la cause de la panne, la catégorie associée au *déclenchement définitif*, tout autre commentaire pertinent, et toutes les

mesures prises en réaction par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé.

Un *déclenchement définitif* doit être classé selon une des catégories suivantes :

- Catégorie 1A — Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées, qui sont identifiées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, par la végétation à l'intérieur ou à l'extérieur de l'*emprise* des lignes.
- Catégorie 1B — Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées, qui ne sont pas identifiées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, par la végétation à l'intérieur ou à l'extérieur de l'*emprise* des lignes.
- Catégorie 2A — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées, qui sont identifiées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.
- Catégorie 2B — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées, qui ne sont pas identifiées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.
- Catégorie 3 — Chutes : *déclenchements définitifs* causés par une chute de la végétation sur des lignes visées en provenance de l'extérieur de l'*emprise*.
- Catégorie 4A — Contacts dû au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui sont désignées comme faisant partie d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC à partir de l'intérieur de l'*emprise*
- Catégorie 4B — Contacts dû au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui ne sont pas désignées comme faisant partie d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.

L'*entité régionale* déclarera sur l'information fournie par les *propriétaires d'installation de transport* visés et les *propriétaires d'installation de production* visés en vertu de ce qui précède, trimestriellement à la NERC, ainsi que toutes les mesures prises en réaction par l'*entité régionale* à la suite de n'importe quel *déclenchement définitif* signalé.

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Temps réel	Élevé			<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiétement sur la MVCD d'une ligne désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et l'empiétement sur la MVCD tel qu'identifié au tableau 2 de la norme FAC-003 a été observé en temps réel, en l'absence de <i>déclenchement définitif</i>.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiétement sur la MVCD d'une ligne désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et un <i>déclenchement définitif</i> relié à la végétation a été causé par un des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une chute à partir de l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • un contact dû au vent, entre des lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • la croissance.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Critique
E2	Temps réel	Élevé			<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiètement sur la MVCD d'une ligne non désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et l'empiètement sur la MVCD tel qu'identifié au tableau 2 de la norme FAC-003 a été observé en temps réel, en l'absence de <i>déclenchement définitif</i>.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiètement sur la MVCD d'une ligne non désignée comme un élément d'une IROL ou d'un chemin de transfert majeur du WECC, et un <i>déclenchement définitif</i> relié à la végétation a été causé par un des éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une chute à partir de l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • un contact dû au vent, entre des lignes visées et la végétation située à l'intérieur de l'<i>emprise</i> d'une ligne de transport en service ; • la croissance.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Planification à long terme	Faible		L'entité responsable a des stratégies de maintenance ou des procédures ou des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte des relations entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes de contrôle de la végétation, et de la fréquence des inspections, pour les lignes visées de cette entité responsable. (Exigence E3, partie 3.2)	L'entité responsable a des stratégies de maintenance ou des procédures ou des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte du mouvement des conducteurs de lignes de transport, exploitées selon leurs <i>caractéristiques assignées</i> et leurs <i>conditions d'exploitation électriques assignées</i> , pour les lignes assujetties de cette entité responsable. (Exigence E3, partie 3.1)	L'entité responsable n'a pas de stratégies de maintenance ou des procédures ou des procédés ou des spécifications documentés utilisés pour prévenir l'empiétement de la végétation sur la MVCD des lignes visées de cette entité responsable.
E4	Temps réel	Moyen			L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et a avisé le centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée, mais il y avait un délai intentionnel pour cet avis.	L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et n'a pas avisé le centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5	Planification de l'exploitation	Moyen				L'entité responsable n'a pas pris les mesures correctives lorsqu'il était dans l'impossibilité d'effectuer les travaux planifiés sur la végétation où une ligne assujettie était potentiellement mise à risque.
E6	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité responsable n'a pas inspecté 5 % ou moins de ses lignes assujetties (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté plus de 5 %, mais au plus 10 % de ses lignes assujetties (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté plus de 10 %, mais au plus 15 % de ses lignes assujetties (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – de numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.).	L'entité responsable n'a pas inspecté plus de 15 % de ses lignes assujetties (mesurées utilisant l'unité de mesure de son choix – numéro de circuits ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.).
E7	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité responsable n'a pas complété 5 % ou moins de son plan annuel de travail de surveillance de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité responsable n'a pas complété plus de 5 %, mais au plus 10 % de son plan annuel de travail de surveillance de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité n'a pas complété plus de 10 %, mais au plus 15 % de son plan annuel de travail de surveillance de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).	L'entité responsable n'a pas complété plus de 15 % des travaux prévus de son plan annuel de travail de surveillance de la végétation pour ses lignes assujetties (tel que finalement modifié).

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents pertinents

Principes directeurs et justification technique (annexé).

Principes directeurs et fondements techniques

Dates d'entrée en vigueur :

Les deux premières phrases de la section Dates d'entrée en vigueur constituent un texte type employé dans la plupart des normes de la NERC pour couvrir de façon générale les dates d'entrée en vigueur et suffisent pour couvrir la grande majorité des situations. Cinq cas spéciaux sont nécessaires pour couvrir les dates de mise en vigueur pour les lignes individuelles faisant l'objet d'une transition après la date d'entrée en vigueur générale. Ces cas spéciaux couvrent les dates d'entrée en vigueur de ces lignes qui deviennent assujetties à la norme pour la première fois, ces lignes dont l'applicabilité change dans le cadre de la norme, et ces lignes qui sont modifiées de manière à ce que leur applicabilité à la norme soit retirée.

Le cas #1 est nécessaire parce que les *coordonnateurs de la planification* pourraient désigner des lignes à moins de 200 kV comme devenant un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC au cours d'une année de planification future (« PY »). Par exemple, des études réalisées par le *coordonnateur de la planification* en 2011 pourraient identifier une ligne qui aura cette désignation commençant à l'année de planification 2021 « PY », dix ans après la réalisation de l'étude de planification. Il n'est pas prévu que la norme soit immédiatement applicable à cette ligne, ou en vigueur pour cette ligne avant le début de cette année de planification future « PY ». Les dispositions concernant la date d'entrée en vigueur pour de telles lignes permettent de s'assurer que la ligne sera assujettie à la norme dès le 1^{er} janvier de l'année de planification spécifiée en prévoyant au moins 12 mois pour permettre au *propriétaire d'installation de transport* concerné ou au *propriétaire d'installation de production* concerné de mettre en place les préparatifs pour assurer la conformité avec la norme pour cette ligne. Le tableau ci-après présente quelques exemples explicatifs de l'application.

<u>Date où l'étude de planification est complétée</u>	<u>Année de planification où la ligne deviendra un élément d'une limite</u>	<u>Date 1</u>	<u>Date 2</u>	<u>Date d'entrée en vigueur la plus tardive des</u>
	<u>IROL</u>			<u>dates 1 et 2</u>
2011-05-15	2012	2012-05-15	2012-01-01	2012-05-15
2011-05-15	2013	2012-05-15	2013-01-01	2013-01-01
2011-05-15	2014	2012-05-15	2014-01-01	2014-01-01
2011-05-15	2021	2012-05-15	2021-01-01	2021-01-01

Le cas #2 est nécessaire parce qu'une ligne exploitée à moins de 200 kV désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements de la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique.

Le cas #3 est nécessaire parce qu'une ligne exploitée à 200 kV ou plus auparavant désignée comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC pourrait se voir retirer cette désignation en raison d'améliorations apportées au réseau, de changements dans la production, de changements dans la charge ou de changements dans les études et les analyses effectuées sur le réseau électrique. De tels changements nécessitent appliquer l'exigence E1 à cette ligne jusqu'à ce que cette date soit arrivée et par la suite d'appliquer à cette ligne l'exigence E2.

Le cas #4 est nécessaire parce qu'une ligne existante qui est exploitée à 200 kV ou plus, pourrait être achetée par un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de*

production visé d'une tierce partie, tel un *distributeur* ou un autre utilisateur final qui n'utilisait la ligne qu'aux fins de distribution locale, mais le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, après l'acquisition, l'intègre au réseau de transport d'énergie électrique interconnecté, ce qui par conséquent, assujettira la ligne à la norme.

Le cas #5 est nécessaire parce qu'une ligne existante qui est exploitée à moins de 200 kV pourrait être achetée par un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé d'une tierce partie, tel un *distributeur* ou un autre utilisateur final qui n'utilisait la ligne qu'aux fins de distribution locale, mais que le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, après l'acquisition, l'intègre au réseau de transport d'énergie électrique interconnecté. Pour ce cas particulier, la ligne, après acquisition, a été désignée comme un élément d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'interconnexion* (IROL) ou un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Termes définis :

Explications concernant la révision de la définition du terme « emprise » :

La présente définition du terme « *emprise* » dans le glossaire de la NERC a été révisée pour inclure les *propriétaires d'installation de production* et pour tenir compte de ce qui est énoncé dans le paragraphe 734 de l'ordonnance 693 de la FERC. Cette ordonnance précisait que les *propriétaires d'installation de transport* peuvent dans certains cas posséder plus de propriétés ou de droits que ce qui est nécessaire pour exploiter de façon fiable les lignes de transport. Cette définition révisée s'écarte légèrement, mais de façon significative, de la définition strictement juridique du terme « *emprise* » en ce que cette définition repose sur des considérations relatives à l'ingénierie et à la construction qui établissent la largeur d'un corridor du point de vue technique. Les registres de maintenance antérieurs à l'année 2007 sont pris en compte dans la définition révisée pour permettre l'utilisation de ces largeurs d'*emprise* s'il n'y avait pas de normes d'ingénierie ou de construction faisant référence à des largeurs à maintenir sans végétation pour l'*emprise* d'une ligne donnée, mais il existe des pièces justificatives dans les dossiers de maintenance qui font mention qu'une largeur a en fait été maintenue avant que cette norme ne devienne obligatoire. Il se peut que de telles largeurs représentent la seule information disponible pour les lignes auxquelles n'étaient associés aucun droit, ou peu de droits, à l'égard de la servitude pour la végétation et qu'elles fussent principalement maintenues pour assurer la sécurité de la population. Cette norme n'exige pas que des droits de servitude additionnels soient achetés pour s'assurer d'une largeur minimale de l'*emprise* pour se conformer à une largeur minimale d'*emprise* qui n'existait pas avant que cette norme ne devienne obligatoire.

L'équipe de projet 2010-07 a révisé ultérieurement la définition proposée pour inclure le *propriétaire d'installation de production* concerné.

Explications concernant la révision de la définition du terme « surveillance de la végétation » :

La présente définition du terme « *surveillance de la végétation* » dans le glossaire de la NERC a été révisée pour inclure les *propriétaires d'installation de production* et pour permettre l'exécution simultanée des inspections de maintenance et de la surveillance de la végétation. Cela permet d'améliorer potentiellement l'efficacité, particulièrement pour ces lignes où il y a peu de végétation ou, dont le taux de croissance de la végétation est faible.

L'équipe de projet 2010-07 a révisé ultérieurement la définition proposée pour inclure le *propriétaire d'installation de production* concerné.

Explications concernant la « distance de dégagement minimale de la végétation » (MVCD) :

La « *distance de dégagement minimale de la végétation* » (MVCD) désigne la distance minimale calculée au moyen des équations de Gallet. C'est une méthode permettant de calculer la distance d'amorçage d'un arc électrique qui est utilisée pour concevoir les lignes de transport haute tension. Maintenir la végétation à cette distance des conducteurs hautes tensions permettra de prévenir l'amorçage d'un arc électrique. Voir ci-dessous le texte explicatif sur l'exigence E3 et la figure 1 associée. Le tableau 2 ci-dessous fournit les MVCD pour diverses tensions et altitudes. Des précisions sur les équations et un exemple de calcul sont fournis à l'annexe 1 du document de référence technique.

Exigences E1 et E2 :

Les exigences E1 et E2 sont des exigences basées sur la performance. L'objectif ou les résultats à atteindre en matière de fiabilité est la maîtrise de la végétation de manière à prévenir les empiètements à l'intérieur de la zone de dégagement minimal des lignes de transport. Les exigences E1 et E2 sont identiques pour ce qui est de leur contenu, mais elles s'appliquent à des installations différentes. Les exigences E1 et E2 exigent toutes les deux des *propriétaires d'installation de transport* visés et des *propriétaires d'installation de production* visés de maîtriser la végétation pour prévenir les empiètements à l'intérieur des MVCD des lignes de transport. L'exigence E1 est applicable aux lignes qui sont désignées comme un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC. L'exigence E2, est applicable aux autres lignes qui ne sont pas désignées comme un élément d'une IROL et d'un élément d'un *chemin de transfert* majeur du WECC.

Cette distinction dans l'applicabilité (entre les exigences E1 et E2) permet de reconnaître qu'une maîtrise inadéquate de la végétation pour une ligne assujettie qui est un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC constitue un risque plus grand pour le réseau de transport électrique interconnecté qu'une maîtrise inadéquate pour des lignes assujetties qui ne sont pas un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC. Les lignes assujetties qui ne sont pas un élément d'une IROL ou d'un *chemin de transfert* majeur du WECC nécessitent une maîtrise de la végétation efficace, mais ces lignes sont comparativement moins importantes sur le plan opérationnel. Pour refléter cette différence au niveau de l'impact du risque, les facteurs de risque de la non-conformité sont jugés élevés pour l'exigence E1 et élevés pour l'exigence E2.

Les exigences E1 et E2 indiquent que si une maîtrise inadéquate de la végétation permet à celle-ci d'empiéter sur les MVCD comme montré au tableau 2, c'est une violation de la norme. Les distances figurant au tableau 2 représentent les dégagements minimums qui permettront de prévenir l'amorçage de l'arc électrique calculés au moyen des équations de Gallet comme décrits plus en détail dans le document de référence technique.

Ces exigences présument que les lignes de transport et leurs conducteurs sont exploités à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées*. Si un conducteur de la ligne est intentionnellement ou par mégarde exploité au-delà de ses *caractéristiques assignées* ou de ses *conditions d'exploitation électriques assignées* (potentiellement en violation avec d'autres normes), une occurrence d'un empiètement sur la distance de dégagement peut se produire uniquement dû à cette condition. Par exemple, des mesures d'urgence prises par un *exploitant d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé ou un *coordonnateur de la fiabilité* pour protéger une *Interconnexion* pourraient causer une flèche excessive et une panne. Un autre exemple pourrait être une charge de glace dépassant les *caractéristiques assignées* et les *conditions d'exploitation électriques assignées* de la ligne. De tels empiètements et pannes liés à la végétation ne constituent pas une violation de cette norme.

Des signes de manquements à la maîtrise de la végétation incluent une observation en temps réel d'un empiétement de la végétation à l'intérieur de la MVCD (en l'absence d'un *déclenchement définitif*), ou un empiétement de la végétation dû à une chute de l'intérieur de l'*emprise* résultant en un *déclenchement définitif*, ou un empiétement de la végétation dû aux vents mettant en contact des lignes et la végétation localisée dans l'*emprise* résultant en un *déclenchement définitif*, ou un empiétement de la végétation dû à la croissance de la végétation résultant en un *déclenchement définitif*. Les défauts qui n'entraînent pas de *déclenchement définitif* et qui sont confirmés comme ayant été causés par un empiétement de la végétation à l'intérieur des MVCD sont considérés équivalents à une observation en temps réel, du point de vue des niveaux de gravité de la non-conformité (VSL).

Selon cette approche, les VSL pour les exigences E1 et E2 sont structurés de façon à correspondre directement à la gravité d'un manquement d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé à maîtriser la végétation et à la capacité du programme de surveillance de la végétation du *propriétaire d'installation de transport* à rencontrer l'objectif « de prévenir les risques de pannes reliés à la végétation qui peuvent mener à des *déclenchements en cascade* ». Par conséquent, la sévérité de la violation s'accroît avec l'incapacité d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé à rencontrer cet objectif et avec la probabilité de mener à des *déclenchements en cascade*. Les bénéfices d'une telle combinaison sont à l'effet de permettre de simplifier la norme et de clairement définir les performances pour assurer la conformité. Une exigence basée sur la performance de cette nature favorise l'établissement de programmes de maîtrise de la végétation de grande qualité, économiques et qui déboucheront à l'ultime, sur une amélioration de la fiabilité du réseau.

Les *déclenchements définitifs* multiples sur une seule ligne peuvent être causés par la même végétation. Par exemple, les investigations et les actions correctives peuvent ne pas permettre d'identifier la cause véritable et ne pas avoir éliminé la cause de la panne actuelle et une autre panne survient après que la ligne soit remise sous charge et que la température des conducteurs redevient élevée tel que précédemment. De tels événements sont considérés comme un seul *déclenchement définitif* relié à la végétation selon la norme, dans les cas où les *déclenchements définitifs* surviennent durant une période de 24 heures.

La MVCD est une distance minimale calculée en pieds (ou en mètres) pour prévenir l'arc électrique, pour des altitudes et des tensions d'exploitation variées et qui est utilisée dans la conception des *installations de transport*. Limiter la croissance de la végétation de pousser dans cet espace préviendra les pannes de transport.

Si le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé a des lignes visées exploitées à des niveaux de tension nominale qui ne sont pas énumérés dans le tableau 2, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit alors utiliser la distance de dégagement suivante la plus grande, basée sur la tension nominale supérieure suivante dans le tableau pour déterminer une distance acceptable.

Exigence E3 :

L'exigence E3 est une exigence basée sur les compétences qui traite des stratégies de maintenance, des procédures, des procédés, ou des spécifications, qu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé utilise pour la maîtrise de la végétation.

Un programme adéquat de la maîtrise de la végétation du transport établit formellement l'approche qu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé utilise pour planifier et effectuer les travaux sur la végétation pour prévenir les *déclenchements définitifs* du transport et limiter les risques pour le réseau de transport. Cette approche sert de base pour évaluer les intentions, la répartition des ressources appropriées, et les compétences du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé en matière de surveillance de la végétation. Il existe de nombreuses approches acceptables pour maîtriser la végétation et éviter les *déclenchements définitifs*. Toutefois, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit être en mesure de montrer les documents relatifs à son approche et comment ses travaux sont menés pour maintenir les dégagements.

Un exemple d'une approche utilisée couramment dans l'industrie est celle décrite à la partie 7 de la norme ANSI A300. Toutefois, quelle que soit l'approche utilisée par une utilité pour maîtriser la végétation, l'approche choisie par un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé contiendra généralement les éléments suivants :

1. *la stratégie de maintenance utilisée (comme la distance minimale entre la végétation et un conducteur ou la hauteur maximale de la végétation) pour s'assurer que les distances de dégagement MVCD ne sont jamais dépassées ;*
2. *les méthodes de travail employées que le propriétaire d'installation de transport visé ou le propriétaire d'installation de production visé utilise pour la surveillance de la végétation ;*
3. *une fréquence de surveillance de la végétation définie ;*
4. *un plan de travail annuel.*

La position du conducteur dans l'espace varie constamment dans le temps en réaction à plusieurs variables différentes de chargement. Les changements de la position verticale et horizontale du conducteur sont le résultat des charges thermiques et physiques exercées sur la ligne. Le chargement thermique dépend de l'intensité du courant dans la ligne et d'une combinaison de nombreuses variables influençant la dissipation thermique ambiante, incluant la vitesse/direction du vent, la température de l'air ambiant et les précipitations. Le chargement physique appliqué à un conducteur a un effet sur la flèche et le balancement du conducteur en combinant les facteurs physiques, comme le chargement dû à la glace ou dû au vent. Le mouvement d'un conducteur de ligne de transport et les MVCD sont illustrés à la figure 1 ci-dessous. Dans le document de référence technique, d'autres figures et explications sur le mouvement dynamique du conducteur sont fournies.

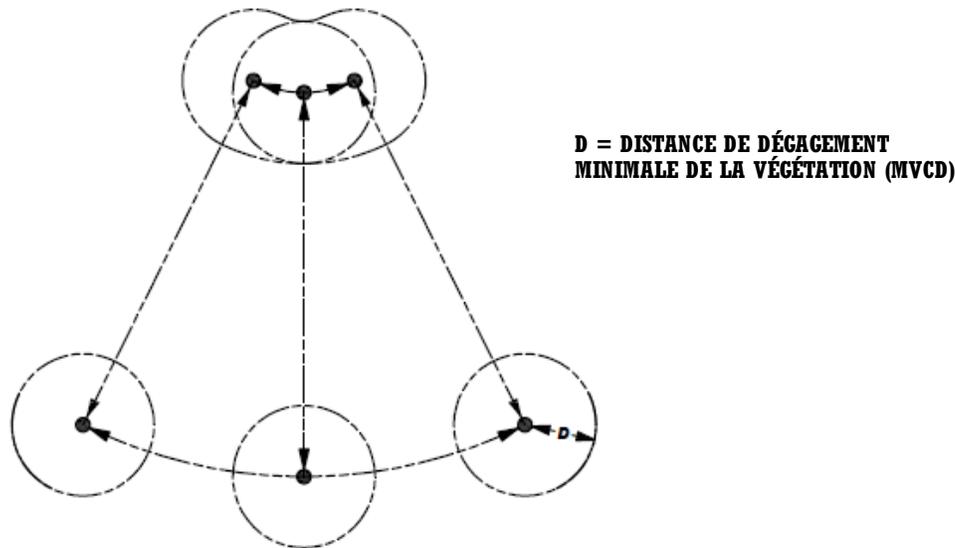


Figure 1

Vue en coupe d'un conducteur unique à un point donné de la portée, qui illustre six positions possibles du conducteur subissant un mouvement causé par un chargement thermique et mécanique.

Exigence E4 :

L'exigence E4 est une exigence basée sur les risques. Elle met l'accent sur les mesures préventives devant être prises par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour l'atténuation des risques d'un *défaut* lorsqu'une menace liée à la végétation est confirmée. L'exigence E4 prévoit la notification, sans délai intentionnel, de toutes les situations potentiellement menaçantes de la végétation, au centre de contrôle possédant l'autorité sur les manœuvres pour cette ligne de transport spécifique. Des exemples de délais non intentionnels acceptables peuvent inclure des problèmes du système de communication (par exemple, l'interruption d'un service de téléphonie cellulaire ou d'un appareil radio bidirectionnel), des équipes localisées en régions éloignées sans moyens de communication, retards causés par une intempérie, etc.

La confirmation est essentielle pour établir qu'une menace liée à la végétation existe. Cette confirmation peut provenir d'un employé du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé qui constate personnellement l'existence d'une telle menace sur le terrain. La confirmation peut aussi être faite en envoyant un employé se rendre sur place pour évaluer une situation signalée par un propriétaire foncier.

Les situations liées à la végétation qui nécessitent une intervention comprennent notamment la présence de végétation près des MVCD ou qui empiètent sur celles-ci (problème dû à la croissance), ou la présence de végétation qui pourrait tomber sur un conducteur d'une ligne de transport (problème dû à une chute). Une vérification informée du risque pourrait inclure une évaluation de la flèche ou du mouvement possible du conducteur lorsqu'exploité entre des conditions de charge nulle et ses *caractéristiques assignées*.

Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé a la responsabilité d'assurer une bonne communication entre le personnel sur le terrain et le personnel du centre de contrôle pour permettre au centre de contrôle de prendre les actions appropriées jusqu'à ce que la menace liée à la végétation soit écartée ou pendant qu'on travaille à l'écartier. Les actions appropriées peuvent inclure une réduction temporaire de la charge sur la ligne, d'une mise hors service de la ligne ou d'autres actions préparatoires tenant compte d'un risque accru de panne de ce circuit. La notification de la menace doit être communiquée dans un délai d'au plus quelques minutes ou quelques heures, par opposition à une plus longue période requise pour les plans d'intervention corrective (voir l'exigence E5).

Tous les cas potentiels de croissance de végétation ou de chute n'entraîneront pas nécessairement un *défaut* à tout moment. Par exemple, certains *propriétaires d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé peuvent disposer d'un programme d'identification des arbres menaçants qui identifie les arbres à abattre représentant un risque de tomber près des lignes. Ces arbres ne feront pas l'objet d'une notification au centre de contrôle à moins qu'ils ne présentent une menace de chute immédiate.

Exigence E5 :

L'exigence E5 est une exigence basée sur les risques. Elle met le focus sur les mesures préventives devant être prises par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour l'atténuation des risques de *déclenchement définitif* lorsqu'il a été temporairement empêché d'effectuer la maintenance de la végétation. L'intention de cette exigence est de traiter des situations qui empêchent le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé d'effectuer les travaux planifiés de maintenance de la végétation, et qui par conséquent, ont le potentiel d'exposer la ligne de transport à un risque. Les empêchements d'effectuer les travaux planifiés de maintenance de la végétation peuvent être dû à des injonctions légales déposées par des propriétaires fonciers, à la découverte de dispositions de servitude qui limitent les droits du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, ou à d'autres circonstances.

Cette exigence n'est pas libellée pour traiter les situations où la ligne de transport n'est pas potentiellement exposée à un risque et où les travaux peuvent être reprogrammés ou planifiés en utilisant une autre méthode de travail. Par exemple, un propriétaire foncier pourrait refuser l'utilisation planifiée de produits chimiques sur la végétation non menaçante, sur la végétation à faible taux de croissance, mais accepter l'utilisation d'un déboisement mécanique. Dans ce cas, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé n'est pas sous une contrainte immédiate de temps pour l'atteinte des objectifs de maintenance, il peut facilement reprogrammer les travaux en utilisant une autre approche et n'a donc pas besoin de prendre des actions correctives provisoires.

Toutefois, dans les situations où la fiabilité d'une ligne de transport est potentiellement mise à risque en raison d'une contrainte, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est tenu de prendre des actions correctives provisoires pour atténuer le risque potentiel de la ligne de transport. Un large éventail d'actions peut être pris dans diverses situations. Les considérations générales incluent :

- déterminer les emplacements où le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est empêché d'effectuer les travaux planifiés de maintenance de la végétation et que cela met potentiellement la ligne de transport à risque ;
- établir les actions spécifiques à prendre pour atténuer les risques potentiels associés à l'omission d'effectuer les travaux de maintenance de la végétation tel que planifié ;
- documenter et faire le suivi des actions spécifiques prises pour les endroits ;
- au moment d'établir les actions à prendre pour atténuer le risque potentiel pour la ligne de transport, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pourrait envisager des actions particulières à ces emplacements, telle la modification des intervalles d'inspection et/ou de maintenance. Là où des contraintes juridiques empêcheraient tous travaux sur la végétation, les actions correctives provisoires pourraient consister à limiter la charge sur la ligne de transport ;
- le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit documenter et faire le suivi des actions correctives prises spécifiquement à chaque emplacement. Cet emplacement peut être identifié comme étant une portion, un arbre ou une combinaison de portions sur une propriété où la contrainte est jugée temporaire.

Exigence E6 :

L'exigence E6 est une exigence basée sur les risques. Cette exigence définit une période de temps minimale pour compléter la *surveillance de la végétation*. La disposition selon laquelle les *surveillances de la végétation* peuvent être effectuées en même temps que les inspections générales de lignes facilite la capacité du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé de respecter cette exigence. Toutefois, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé peut déterminer que des inspections plus fréquentes de la végétation sont nécessaires pour maintenir les niveaux de fiabilité, basé sur des facteurs tel le taux de croissance prévu de la végétation locale, la durée de la saison de croissance locale, la largeur limitée des *emprises*, et les précipitations locales. Par conséquent, il est anticipé que certaines lignes de transport peuvent se voir désigner une fréquence d'inspection accrue des inspections.

Les facteurs de risque de la non-conformité pour l'exigence E6 ont des niveaux classés en fonction du pourcentage de défaillance d'inspection de lignes assujetties à inspecter. Pour calculer le facteur de risque de la non-conformité approprié, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou *propriétaire d'installation de production* visé peut choisir des unités tel que : numéro de circuits, ou nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de ligne, etc.

Par exemple, lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé exploite 2 000 miles de lignes de transport assujetties, ce *propriétaire d'installation de transport* visé ou ce *propriétaire d'installation de production* visé sera responsable d'inspecter tous les 2 000 miles au moins une fois par année civile. Si une des lignes incluses est de 100 miles de long, et si elle n'a pas été inspectée durant l'année, la quantité en défaut serait de $100/2000 = 0,05$ ou 5 %. Le facteur de risque de la non-conformité « faible » pour l'exigence E6 s'appliquerait dans cet exemple.

Exigence E7 :

L'exigence E7 est une exigence basée sur les risques. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est tenu de compléter son plan annuel des travaux de maîtrise de la végétation pour atteindre l'objectif de cette norme. Des modifications au plan de travaux en réponse à des conditions changeantes ou à des constatations faites durant la surveillance de la végétation peuvent être apportées et documentées en prenant pour acquis qu'elles n'exposent pas le réseau de transport à un risque. L'exigence d'un plan annuel de travaux n'est pas dans l'intention d'exiger nécessairement une description détaillée, « portée par portée » ou même « ligne par ligne », de tous les travaux devant être accomplis. Elle a seulement l'intention d'exiger du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé qu'il fournisse les pièces justificatives attestant la planification et l'exécution d'une approche annuelle de maîtrise et de maintenance de la végétation qui empêchent, avec succès, l'empiètement de la végétation sur les MVCD.

Par exemple, lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé identifie 1 000 miles de lignes de transport assujetties devant être complétées dans le plan annuel du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé sera responsable de compléter les travaux sur les miles identifiés. Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé fait une modification au plan annuel qui ne met pas à risque le réseau de transport de subir un empiètement, le plan annuel peut être modifié. Si les travaux à exécuter sur 100 miles prévus au plan annuel sont retardés à l'année suivante, le calcul pour déterminer le pourcentage des travaux effectués durant l'année en cours serait : $1\ 000 - 100$ (miles avec travaux retardés) = 900 (miles prévus dans le plan annuel modifié), donc $900 / 900 = 100\%$ des miles où les travaux prévus sont terminés. Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé a seulement complété les travaux sur 875 des 1 000 miles totaux sans documentation acceptable justifiant la modification au plan annuel, le calcul pour les manquements à compléter le plan annuel serait : pourcentage $1\ 000 - 875 = 125$ miles avec manquements, alors 125 miles (avec travaux non complétés) / $1\ 000$ (miles prévus dans le plan annuel) = 12,5 % de non achevé.

La possibilité de modifier le plan des travaux permet au *propriétaire d'installation de transport* visé ou au *propriétaire d'installation de production* visé de changer ses priorités ou ses techniques de traitement pendant l'année en fonction des conditions ou des situations qui se présentent. Par exemple, des inspections récentes sur des lignes pourraient permettre d'identifier des travaux non anticipés prioritaires, des conditions météorologiques (sécheresse) pourraient rendre inefficace l'application d'herbicides du plan de l'année, ou une grosse tempête pourrait rendre nécessaire la réaffectation des ressources locales loin des emplacements où la maintenance était planifiée. Cette situation peut aussi inclure de se conformer aux ententes d'assistance mutuelle réaffectée les ressources du système d'un *propriétaire d'installation de transport* concerné ou d'un *propriétaire d'installation de production* concerné pour travailler sur un autre système. N'importe quel de ces exemples pourrait résulter en des reports ou à des ajouts au plan annuel des travaux, à condition qu'ils ne mettent pas le réseau de transport à risque de subir un empiètement de la végétation.

En règle générale, l'approche de la maintenance de la maîtrise de la végétation devrait utiliser toute l'étendue de la servitude du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé, du titre en fief simple et des autres droits légaux alloués. Une approche globale qui utilise toute l'étendue des droits légaux sur les *emprises* est à privilégier par rapport à une approche progressive de maîtrise puisqu'à long terme, elle réduit l'ensemble des risques d'empiétements, et fait en sorte que les futurs travaux planifiés et les futurs cycles d'inspection sont suffisants.

Pendant l'élaboration du plan annuel des travaux, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit allouer du temps pour remplir les exigences procédurales pour obtenir les permis pour travailler sur des terres fédérales, étatiques, provinciales, publiques et tribales. Dans certains cas, le délai d'obtention d'un permis pourrait nécessiter de préparer les plans des travaux plus d'un an avant la date de début des travaux. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pourrait aussi avoir besoin de considérer les exigences particulières du propriétaire foncier telles qu'indiquées dans les actes de servitude.

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux identifiés dans le plan annuel des travaux seront exécutés tel que planifiés. Par conséquent, les reports ou les modifications pertinentes au plan annuel doivent être documentés. Selon le format utilisé pour la planification ou la documentation par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, les pièces justificatives du succès de l'exécution du plan annuel des travaux pourraient comprendre les ordres des travaux, les contrats signés, les imprimés provenant des systèmes de gestion des travaux, les chiffriers des travaux effectués versus les travaux complétés, les feuilles de temps, les rapports d'inspection des travaux ou les factures payées. Les autres pièces justificatives peuvent comprendre des photographies et des rapports de déplacements.

FAC-003 — TABLEAU 2 — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)¹⁶
 Pour des tensions à **courant alternatif** (pieds)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ¹⁷	MVCD (pieds) Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi	MVCD (pieds) Plus de 500 pi à 1 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 1 000 pi à 2 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 2 000 pi à 3 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 3 000 pi à 4 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 4 000 pi à 5 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 5 000 pi à 6 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 6 000 pi à 7 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 7 000 pi à 8 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 8 000 pi à 9 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 9 000 pi à 10 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 10 000 pi à 11 000 pi
765	800	8,2 pi	8,33 pi	8,61 pi	8,89 pi	9,17 pi	9,45 pi	9,73 pi	10,01 pi	10,29 pi	10,57 pi	10,85 pi	11,13 pi
500	550	5,15 pi	5,25 pi	5,45 pi	5,66 pi	5,86 pi	6,07 pi	6,28 pi	6,49 pi	6,7 pi	6,92 pi	7,13 pi	7,35 pi
345	362	3,19 pi	3,26 pi	3,39 pi	3,53 pi	3,67 pi	3,82 pi	3,97 pi	4,12 pi	4,27 pi	4,43 pi	4,58 pi	4,74 pi
287	302	3,88 pi	3,96 pi	4,12 pi	4,29 pi	4,45 pi	4,62 pi	4,79 pi	4,97 pi	5,14 pi	5,32 pi	5,50 pi	5,68 pi
230	242	3,03 pi	3,09 pi	3,22 pi	3,36 pi	3,49 pi	3,63 pi	3,78 pi	3,92 pi	4,07 pi	4,22 pi	4,37 pi	4,53 pi
161*	169	2,05 pi	2,09 pi	2,19 pi	2,28 pi	2,38 pi	2,48 pi	2,58 pi	2,69 pi	2,8 pi	2,91 pi	3,03 pi	3,14 pi
138*	145	1,74 pi	1,78 pi	1,86 pi	1,94 pi	2,03 pi	2,12 pi	2,21 pi	2,3 pi	2,4 pi	2,49 pi	2,59 pi	2,7 pi
115*	121	1,44 pi	1,47 pi	1,54 pi	1,61 pi	1,68 pi	1,75 pi	1,83 pi	1,91 pi	1,99 pi	2,07 pi	2,16 pi	2,25 pi
88*	100	1,18 pi	1,21 pi	1,26 pi	1,32 pi	1,38 pi	1,44 pi	1,5 pi	1,57 pi	1,64 pi	1,71 pi	1,78 pi	1,86 pi
69*	72	0,84 pi	0,86 pi	0,90 pi	0,94 pi	0,99 pi	1,03 pi	1,08 pi	1,13 pi	1,18 pi	1,23 pi	1,28 pi	1,34 pi

* De telles lignes sont assujetties à cette norme seulement si le *planificateur de la coordination* en a déterminé ainsi, selon FAC-014 (Se reporter à la section « Applicabilité » ci-dessus).

16. Les distances dans ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique, toutefois, les pratiques prudentes de maintenance de la végétation préconisent que des distances beaucoup plus grandes soient utilisées au moment de la maintenance de la végétation.

17. Lorsque les lignes assujetties sont exploitées à des tensions nominales autres que celles qui sont indiquées, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit utiliser la tension maximale du réseau pour déterminer le dégagement approprié pour cette ligne.

FAC-003 — TABLEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)⁷

Pour des tensions à **courant alternatif** (mètres)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ¹⁷	MVCD (mètres) Du niveau de la mer jusqu'à 152,4 m	MVCD (mètres) Plus de 152,4 m à 304,8 m	MVCD (mètres) Plus de 304,8 m à 609,6 m	MVCD (mètres) Plus de 609,6 m à 914,4 m	MVCD (mètres) Plus de 914,4 m à 1 219,2 m	MVCD (mètres) Plus de 1 219,2 m à 1 524 m	MVCD (mètres) Plus de 1 524 m à 1 828,8 m	MVCD (mètres) Plus de 1 828,8 m à 2 133,6 m	MVCD (mètres) Plus de 2 133,6 m à 2 438,4 m	MVCD (mètres) Plus de 2 438,4 m à 2 743,2 m	MVCD (mètres) Plus de 2 743,2 m à 3 048 m	MVCD (mètres) Plus de 3 048 m à 3 352,8 m
765	800	2,49 m	2,54 m	2,62 m	2,71 m	2,80 m	2,88 m	2,97 m	3,05 m	3,14 m	3,22 m	3,31 m	3,39 m
500	550	1,57 m	1,60 m	1,66 m	1,73 m	1,79 m	1,85 m	1,91 m	1,98 m	2,04 m	2,11 m	2,17 m	2,24 m
345	362	0,97 m	0,99 m	1,03 m	1,08 m	1,12 m	1,16 m	1,21 m	1,26 m	1,30 m	1,35 m	1,40 m	1,44 m
287	302	1,18 m	0,88 m	1,26 m	1,31 m	1,36 m	1,41 m	1,46 m	1,51 m	1,57 m	1,62 m	1,68 m	1,73 m
230	242	0,92 m	0,94 m	0,98 m	1,02 m	1,06 m	1,11 m	1,15 m	1,19 m	1,24 m	1,29 m	1,33 m	1,38 m
161*	169	0,62 m	0,64 m	0,67 m	0,69 m	0,73 m	0,76 m	0,79 m	0,82 m	0,85 m	0,89 m	0,92 m	0,96 m
138*	145	0,53 m	0,54 m	0,57 m	0,59 m	0,62 m	0,65 m	0,67 m	0,70 m	0,73 m	0,76 m	0,79 m	0,82 m
115*	121	0,44 m	0,45 m	0,47 m	0,49 m	0,51 m	0,53 m	0,56 m	0,58 m	0,61 m	0,63 m	0,66 m	0,69 m
88*	100	0,36 m	0,37 m	0,38 m	0,40 m	0,42 m	0,44 m	0,46 m	0,48 m	0,50 m	0,52 m	0,54 m	0,57 m
69*	72	0,26 m	0,26 m	0,27 m	0,29 m	0,30 m	0,31 m	0,33 m	0,34 m	0,36 m	0,37 m	0,39 m	0,41 m

* De telles lignes sont assujetties à cette norme seulement si le *planificateur de la coordination* en a déterminé ainsi, selon FAC-014 (Se reporter à la section « Applicabilité » ci-dessus).

TABLEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)⁷
 Pour des tensions à **courant continu** en pieds (mètres)

Tension (c.c.) nominale du pôle à la terre (kV)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)	MVCD (mètres)
	Du niveau de la mer jusqu'à 500 pi	Plus de 500 pi à 1 000 pi	Plus de 1 000 pi à 2 000 pi	Plus de 2 000 pi à 3 000 pi	Plus de 3 000 pi à 4 000 pi	Plus de 4 000 pi à 5 000 pi	Plus de 5 000 pi à 6 000 pi	Plus de 6 000 pi à 7 000 pi	Plus de 7 000 pi à 8 000 pi	Plus de 8 000 pi à 9 000 pi	Plus de 9 000 pi à 10 000 pi	Plus de 10 000 pi à 11 000 pi
	(Du niveau de la mer jusqu'à 152,4 m)	(Plus de 152,4 m à 304,8 m)	(Plus de 304,8 m à 609,6 m)	(Plus de 609,6 m à 914,4 m)	(Plus de 914,4 m à 1 219,2 m)	(Plus de 1 219,2 m à 1 524 m)	(Plus de 1 524 m à 1 828,8 m)	(Plus de 1 828,8 m à 2 133,6 m)	(Plus de 2 133,6 m à 2 438,4 m)	(Plus de 2 438,4 m à 2 743,2 m)	(Plus de 2 743,2 m à 3 048 m)	(Plus de 3 048 m à 3 352,8 m)
±750	14,12 pi (4,30 m)	14,31 pi (4,36 m)	14,70 pi (4,48 m)	15,07 pi (4,59 m)	15,45 pi (4,71 m)	15,82 pi (4,82 m)	16,2 pi (4,94 m)	16,55 pi (5,04 m)	16,91 pi (5,15 m)	17,27 pi (5,26 m)	17,62 pi (5,37 m)	17,97 pi (5,48 m)
±600	10,23 pi (3,12 m)	10,39 pi (3,17 m)	10,74 pi (3,26 m)	11,04 pi (3,36 m)	11,35 pi (3,46 m)	11,66 pi (3,55 m)	11,98 pi (3,65 m)	12,3 pi (3,75 m)	12,62 pi (3,85 m)	12,92 pi (3,94 m)	13,24 pi (4,04 m)	13,54 pi (4,13 m)
±500	8,03 pi (2,45 m)	8,16 pi (2,49 m)	8,44 pi (2,57 m)	8,71 pi (2,65 m)	8,99 pi (2,74 m)	9,25 pi (2,82 m)	9,55 pi (2,91 m)	9,82 pi (2,99 m)	10,1 pi (3,08 m)	10,38 pi (3,16 m)	10,65 pi (3,25 m)	10,92 pi (3,33 m)
±400	6,07 pi (1,85 m)	6,18 pi (1,88 m)	6,41 pi (1,95 m)	6,63 pi (2,02 m)	6,86 pi (2,09 m)	7,09 pi (2,16 m)	7,33 pi (2,23 m)	7,56 pi (2,30 m)	7,80 pi (2,38 m)	8,03 pi (2,45 m)	8,27 pi (2,52 m)	8,51 pi (2,59 m)
±250	3,50 pi (1,07 m)	3,57 pi (1,09 m)	3,72 pi (1,13 m)	3,87 pi (1,18 m)	4,02 pi (1,23 m)	4,18 pi (1,27 m)	4,34 pi (1,32 m)	4,50 pi (1,37 m)	4,66 pi (1,42 m)	4,83 pi (1,47 m)	5,00 pi (1,52 m)	5,17 pi (1,58 m)

Remarques :

Le SDT a déterminé que l'utilisation de la norme IEEE 516-2003 dans la version 1 de la norme FAC-003 constituait une erreur d'application. Le SDT a consulté des spécialistes qui ont conseillé que l'équation de Gallet serait une méthode techniquement justifiable. L'explication du pourquoi l'approche de Gallet est plus appropriée est détaillé dans les paragraphes ci-dessous.

L'équipe de rédaction cherchait une méthode d'établissement des distances de dégagement minimales qui soient basée sur des conditions météorologiques et des facteurs de surtension transitoire maximale réalistes pour les lignes de transport en service.

Le SDT a considéré les aspects suivants en étudiant des modifications possibles aux distances minimales entre la végétation et le conducteur dans la norme FAC-003-1 :

- éviter les problèmes associés à la nécessité de se reporter à des tableaux dans une autre norme (IEEE-516-2003);
- les lignes de transport ne sont pas exploitées dans des conditions de laboratoire (conditions humides);
- les facteurs de surtension transitoire sont moins élevés pour les lignes de transport en service que pour les lignes de transport qui ont été involontairement remises sous tension avec des charges captives.

La norme FAC-003-1 utilise la formule de calcul de la distance minimale d'isolement dans l'air (MAID) sans les outils fournis par la norme IEEE 516-2003 pour déterminer la distance minimale entre un conducteur de ligne de transport et la végétation. Les équations et les méthodes fournies par la norme IEEE 516 ont été élaborées par le groupe de travail de l'IEEE en 1968 à partir de données d'essai provenant de treize laboratoires indépendants. Les distances indiquées aux tableaux 5 et 7 de la norme IEEE-516 reposent sur la tension de tenue de l'air sec entre deux tiges métalliques, ou, en d'autres mots, dans des conditions sèches d'un laboratoire. Par conséquent, la validité de l'utilisation de ces distances pour une application dans un environnement extérieur a été questionnée.

La norme FAC-003-1 permettait aux *propriétaires d'installation de transport* d'utiliser soit le tableau 5 soit le tableau 7 pour établir les distances de dégagement minimales. Le tableau 7 pouvait être utilisé si le *propriétaire d'installation de transport* connaissait les facteurs de surtension transitoire maximale pour son réseau. Autrement, le tableau 5 devait être utilisé. Le tableau 5 indique les distances d'isolement minimales dans l'air dans les pires cas possibles de facteurs de surtension transitoire. Ces pires cas de facteurs de surtension transitoire étaient les suivants : 3,5 pour des tensions phase-phase allant jusqu'à 362 kV ; 3,0 pour des tensions phase-phase entre 500 et 550 kV ; et 2,5 pour des tensions phase-phase entre 765 et 800 kV. Ces pires cas de facteurs de surtension transitoire étaient aussi une source de préoccupation dans cette application particulière des distances.

En général, les pires cas de surtension transitoire surviennent sur des lignes de transport qui sont involontairement remises sous tension immédiatement après que la ligne a été mise hors tension et qu'une charge captive est encore présente. L'intention de la norme FAC-003 est d'empêcher qu'une ligne de transport qui est *en service* soit mise hors tension (c.-à-d. déclenchée) par suite d'un arc électrique entre le conducteur de la ligne et la végétation avoisinante. Alors, les hypothèses pour les pires cas de surtension transitoire ne sont pas appropriées pour cette application. Plutôt, les valeurs de surtension appropriées sont celles qui surviennent seulement lorsque la ligne est mise sous tension.

Les valeurs typiques de surtensions transitoires de lignes en service, comme tel, ne se retrouvent pas aisément dans la documentation parce qu'elles sont négligeables comparées aux valeurs maximales. Une valeur prudente de surtension transitoire maximale qui peut se produire n'importe où le long d'une ligne à courant alternatif en service est approximativement 2,0 p.u. Cette valeur est une estimation prudente de la surtension transitoire qui survient au point d'application (p. ex., un poste électrique) en enclenchant une batterie de condensateurs sans dispositif de pré insertion (p. ex., des résistances d'enclenchement). À des niveaux de tension où les batteries de condensateurs ne sont pas très courantes (p. ex., à une tension maximale de réseau de 362 kV), la surtension transitoire maximale d'une ligne à courant alternatif en service survient en raison d'un début de défaut sur des lignes à courant alternatif adjacentes ou de la manœuvre d'inductance shunt. Ces tensions transitoires sont habituellement de 1,5 p.u. ou moins.

Bien que ces surtensions transitoires ne soient pas propagées à des points éloignés de la barre où elles surviennent, pour faire preuve de prudence, il est assumé que toutes les lignes à courant alternatif avoisinantes sont soumises au même niveau de surtension. Donc, un facteur de surtension transitoire maximale de 2,0 p.u. pour les lignes de transport exploitées à 302 kV et moins est considéré un maximum réaliste pour cette application. Également, pour les lignes de transport à courant alternatif exploitées à des tensions maximales de réseau de 362 kV et plus, un facteur de surtension transitoire de 1,4 p.u. est considéré un maximum réaliste.

Les équations de Gallet sont une méthode acceptée pour la coordination de l'isolation dans la conception des pylônes. Ces équations sont utilisées pour calculer les distances d'amorçage requises pour la coordination appropriée de l'isolation des lignes de transport. Elles ont été élaborées pour les applications sèches ou humides et peuvent être employées avec n'importe quelle valeur du facteur de surtension transitoire. Les équations de Gallet permettent aussi de prendre en compte diverses géométries d'intervalle d'air. Cette approche a été utilisée pour la conception des premières lignes à 500 kV et à 765 kV en Amérique du Nord.

Si l'on compare les distances « MAID » établies à l'aide du tableau 7 de la norme IEEE 516-2003 (tableau D.5 pour les unités anglaises) avec les distances critiques de formation d'arcs électriques calculées avec les équations de Gallet en milieu humide, pour chacune des classes de tension nominale et avec des facteurs de surtension transitoire identiques, les équations de Gallet donnent une valeur de distance minimale plus prudente (supérieure).

Les distances calculées au moyen des formules (milieu sec) énoncées dans la norme IEEE 516 ou des équations de Gallet (pour milieu humide) ne sont pas très différentes lorsque les mêmes facteurs de surtension transitoire sont utilisés ; les équations pour milieu humide donneront invariablement des distances légèrement plus grandes que les valeurs calculées au moyen des équations de la norme IEEE 516 lorsque la même surtension transitoire est utilisée. Alors que les équations de la norme IEEE 516 ont été élaborées que pour des conditions sèches, les équations de Gallet peuvent être utilisées pour calculer les distances d'amorçage de l'arc électrique dans des conditions humides ou sèches.

Alors que l'EPRI tente actuellement d'établir des données empiriques pour déterminer les distances d'arc électrique pour la végétation vivante, il n'existe actuellement aucune formule destinée à calculer expressément les distances minimales entre la végétation et un conducteur. Donc, l'équipe de rédaction des normes a choisi une méthode éprouvée qui est déjà utilisée dans d'autres applications à de très hautes tensions. La pertinence des équations de Gallet dans des conditions humides et le choix d'un facteur de surtension transitoire qui soit conséquent avec l'absence de charges captives sur une ligne de transport en service fait de cette méthode un meilleur choix.

Le tableau suivant est un exemple de comparaison entre des distances calculées au moyen des équations de la norme IEEE 516 et des équations de Gallet.

Comparaison entre les distances d'arc électrique calculées au moyen des équations de Gallet pour conditions humides et des distances « MAID » de la norme IEEE 516-2003

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV)	Facteur de surtension transitoire (T)	Dégagement (pi) (équation de Gallet [humides]) à 3 000 pi d'altitude	Tableau 7 (distance MAID selon IEEE 516-2003, [voir le tableau D.5 pour les pieds]) à 3 000 pi d'altitude
765	800	2,0	14,36	13,95
500	550	2,4	11,00	10,07
345	362	3,0	8,55	7,47
230	242	3,0	5,28	4,20
115	121	3,0	2,46	2,10

Justification :

Pendant l'élaboration de cette norme, des boîtes de texte étaient incluses dans la norme pour expliquer le fondement des diverses parties de la norme. Après l'approbation de la norme par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces boîtes de texte de justification a été déplacé dans la présente section.

Justification pour l'applicabilité (section 4.2.4) :

Les zones exclues de 4.2.4 ont été exclues à la suite de commentaires formulés par l'industrie pour les motifs résumés comme suit : 1) Il y a très peu de risque relié à la végétation dans cette zone. Basé sur un sondage informel, aucun *propriétaire d'installation de transport* n'a déclaré un tel événement. 2) Les postes électriques, les postes de sectionnement et les postes font l'objet de plusieurs inspections et activités de maintenance qui sont nécessaires pour la fiabilité. Ces processus existants gèrent la menace. C'est pourquoi les étapes formelles de cette norme ne conviennent pas très bien pour cet environnement. 3) En adressant spécifiquement les zones où la norme s'applique ou non, rend la norme plus claire

Justification pour l'applicabilité (section 4.3) :

À même le texte de la norme de fiabilité de la NERC FAC-003-3, les lignes de transmission et les lignes assujetties peuvent aussi faire référence aux *installations* de production telles qu'énoncé en 4.3 et ses sous-sections.

Justification pour les exigences E1 et E2 :

Les lignes qui ont le plus d'impact sur la fiabilité sont traitées à l'exigence E1 ; toutes les autres lignes sont couvertes à l'exigence E2.

Justifications pour les types de manquements à maîtriser la végétation lesquels sont énumérés en ordre croissant de degrés de sévérité dans la performance de la non-conformité qui sont reliés à un manquement par le *propriétaire d'installation de transport* concerné ou par le *propriétaire d'installation de production* concerné dans son programme de maintenance de la végétation :

1. Ce manquement dans la gestion est relevé lors des inspections de routine ou lors d'une enquête menée sur un défaut, et est généralement symptomatique de conditions inhabituelles dans un programme autrement sûr.
2. Ce manquement dans la gestion survient lorsque la hauteur et l'emplacement d'un arbre limitrophe à l'intérieur de l'*emprise* n'ont pas été adéquatement pris en considération par le programme.
3. Ce manquement dans la gestion survient lorsque la croissance de la végétation limitrophe n'a pas été adéquatement prise en considération et peut être révélateur d'un programme peu sûr.
4. Ce manquement dans la gestion est habituellement révélateur d'un programme qui ne tient pas compte du comportement dynamique le plus fondamental dans la gestion de la végétation (c.-à-d. une croissance sous la ligne). Si ce type de manquement est omniprésent sur plusieurs lignes, il instaure un mécanisme de *déclenchements en cascade*.

Justification pour l'exigence E3 :

La documentation fournit la base pour évaluer la validité du programme de la végétation du *propriétaire d'installation de transport* visé ou du *propriétaire d'installation de production* visé. Il peut exister de nombreuses approches acceptables pour maintenir les dégagements. Toute approche doit démontrer que le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé évite les contacts entre la végétation et les conducteurs sous toutes les *caractéristiques assignées* et sous toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*. Voir la figure.

Justification pour l'exigence E4 :

Celle-ci vise à s'assurer que les communications sont promptes entre le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé et le centre de contrôle lorsqu'une situation critique est confirmée.

Justification pour l'exigence E5 :

Des actions légales ou d'autres événements peuvent survenir lesquels imposent des contraintes qui empêchent le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé d'effectuer les travaux planifiés de maintenance de la végétation.

Dans les cas où une ligne de transport est potentiellement exposée à un risque en raison des contraintes, l'intention est la mise en place de mesures provisoires par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé, au lieu de ne rien faire.

Le processus d'actions correctives ne vise pas à adresser les situations où une méthodologie de travaux planifiés ne peut être effectuée, mais une méthodologie alternative de travaux peut être utilisée.

Justification pour l'exigence E6 :

Les inspections sont utilisées par les *propriétaires d'installation de transport* visés ou les *propriétaires d'installation de production* visés pour évaluer l'état de toute l'*emprise*. L'information résultant des évaluations peut être utilisée pour déterminer le risque, pour déterminer les travaux futurs et pour évaluer les travaux récemment complétés. Cette exigence établit une fréquence minimum de la *surveillance de la végétation* d'au moins une fois par année civile avec pas plus de 18 mois entre les inspections de la même *emprise*. Basé sur les taux de croissance moyens à travers l'Amérique du Nord et sur les pratiques courantes dans les services publics, cette fréquence minimale est raisonnable. Les *propriétaires d'installation de transport* doivent considérer les facteurs locaux et environnementaux qui pourraient justifier des inspections plus fréquentes.

Justification pour l'exigence E7 :

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux identifiés dans le plan des travaux annuel seront complétés tels que planifiés. Elle permet des modifications aux travaux planifiés en cas de conditions changeantes, en tenant compte de la croissance anticipée de la végétation et de tous les autres facteurs environnementaux, à condition que ces modifications ne mettent pas le réseau de transport à risque d'un empiètement de la végétation.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	A être annoncé ultérieurement	1. Ajout de « Standard Development Roadmap ». 2. Changement de « 60 » à « Sixty » dans la section A, 5.2. 3. Ajout de « Proposed effective Date : April 7, 2006 » au pied de page. 4. Ajout de « Draft 3 : November 17, 2005 » au pied de page.	20 janvier 2006
1	4 avril 2007	Approbation réglementaire — Date d'entrée en vigueur.	Nouveau
2	3 novembre 2011	Adopté par le conseil d'administration de la NERC.	
2	21 mars 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la FAC-003-2.	
2	9 mai 2013	Le conseil d'administration de la NERC adopte la modification des facteurs de risque de la non-conformité par l'augmentation des facteurs de risque de la non-conformité pour E2 de « Modéré » à « Élevé ».	

3	9 mai 2012	Approbation de la FAC-003-3 par le conseil d'administration de la NERC.	
3	19 septembre 2013	Une ordonnance de la FERC a été émise le 19 septembre 2013 approuvant la FAC-003-3. Cette norme devient applicable le 1 ^{er} juillet 2014 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i> . Pour les <i>propriétaires d'installation de production</i> , E3 entre en vigueur le 1 ^{er} janvier 2015 et toutes les autres exigences (E1, E2, E4, E5, E6, E7) entrent en vigueur le 1 ^{er} janvier 2016.	
3	22 novembre 2013	Mise à jour des facteurs de risque de la non-conformité pour E2 de « Modéré » à « Élevé » par une règle finale émise par la FERC.	
3	30 juillet 2014	Transféré la section dates d'entrée en vigueur de la norme FAC-003-2 (pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i>) à la norme FAC-003-3, conformément au plan de mise en œuvre.	

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Maîtrise de la végétation du transport
2. **Numéro :** FAC-003-3
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :** Aucune disposition particulière
5. **Contexte :** Aucune disposition particulière
6. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 6.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 6.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 6.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de son annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

- E1. Aucune disposition particulière
- E2. Aucune disposition particulière
- E3. Aucune disposition particulière
- E4. Aucune disposition particulière
- E5. Aucune disposition particulière

E6. Chaque propriétaire d'installation de transport visé et propriétaire d'installation de production visé doit effectuer une *surveillance de la végétation* pour 100 % de ses lignes de transport assujetties (mesurées en utilisant l'unité de son choix – numéros de circuit, nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.) au moins une fois toutes les 2 années civiles si le cycle d'intervention est de 5 ans ou plus, sans dépasser 36 mois civils entre les inspections d'une même emprise, et au moins une fois par année civile si le cycle d'intervention est inférieur à 5 ans, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même emprise.

M6. Chaque propriétaire d'installation de transport visé et propriétaire d'installation de production visé a des pièces justificatives attestant qu'il a effectué des *surveillances de la végétation* de ses lignes de transport assujetties au moins une fois toutes les 2 années civiles si le cycle d'intervention est de 5 ans ou plus, sans dépasser 36 mois civils entre les inspections d'une même emprise, et au moins une fois par année civile si le cycle d'intervention est inférieur à 5 ans, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même emprise. Les exemples de pièces justificatives acceptables peuvent inclure : des bons de travail complétés et datés, des factures datées ou des dossiers d'inspection datés. (E6).

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et de son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Le rapport périodique des données est soumis à la Régie de l'énergie. La Régie de l'énergie fournit l'information trimestriellement à la NERC.

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents pertinents

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

FAC-003-3 — TABLEAU 2 — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)

Aucune disposition particulière

Remarques

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Entretien des systèmes de protection
2. **Numéro :** PRC-005-2
3. **Objet :** Documenter et mettre en œuvre des programmes pour l'entretien de tous les *systèmes de protection* affectant la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES), de manière que ces *systèmes de protection* soient maintenus en bon état de marche.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.1.2. *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.3. *Distributeur*
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1. *Systèmes de protection* qui sont installés dans le but de détecter des *défauts* sur les éléments du BES (lignes, barres, transformateurs, etc.).
 - 4.2.2. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence installés selon les exigences de délestage de charge en sous-fréquence de l'ERO.
 - 4.2.3. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-tension installés pour prévenir l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau pour la fiabilité du BES.
 - 4.2.4. *Systèmes de protection* installés comme *automatismes de réseau* (SPS) pour la fiabilité du BES.
 - 4.2.5. *Systèmes de protection d'installations* de production qui font partie du BES, incluant :
 - 4.2.5.1. *Systèmes de protection* qui agissent pour déclencher le groupe de production soit directement, soit par des relais de verrouillage ou des relais de déclenchement auxiliaires.
 - 4.2.5.2. *Systèmes de protection* de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du BES.
 - 4.2.5.3. *Systèmes de protection* de transformateurs raccordant une production combinée, là où la production combinée fait partie du BES (par exemple,

des transformateurs raccordant des installations (comme des parcs éoliens au BES).

4.2.5.4. *Systèmes de protection* de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés aux barres de groupes de production qui font partie du BES, qui agissent pour déclencher le groupe de production soit directement, soit par des relais de verrouillage ou des relais de déclenchement auxiliaires.

Type de composant – N'importe lequel des cinq éléments précisés dans la définition d'un système de protection.

5. Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences

E1. Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit établir un programme d'entretien des systèmes de protection (PSMP) pour ses systèmes de protection identifiés à la section 4.2.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]

Le PSMP doit :

1.1. Indiquer quelle méthode d'entretien (basée sur le temps, basée sur la performance d'après l'annexe A de la norme PRC-005, ou une combinaison) est utilisée pour chaque type de composant de *système de protection*. Toutes les batteries associées à l'alimentation c.c. de poste pour les types de composant d'un *système de protection* doivent être incluses dans un programme basé sur le temps comme décrit au tableau 1-4 et au tableau 3.

1.2. Inclure les attributs de *composant* surveillés pertinents appliqués à chaque type de composant de *système de protection* selon les intervalles d'entretien spécifiés aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3 là où la surveillance est utilisée pour augmenter les intervalles d'entretien au-delà de ceux spécifiés pour des composants de *système de protection* non surveillés.

E2. Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans

Composant – Un composant est toute pièce d'équipement individuelle et distincte comprise dans un système de protection, incluant mais sans s'y limiter, un relais de protection ou un dispositif de détection du courant. La désignation de ce qui constitue un composant de circuit de contrôle dépend largement de la façon dont l'entité réalise et contrôle les essais des circuits de contrôle. Certaines entités effectuent les essais de leurs circuits de contrôle par disjoncteur, alors que d'autres effectuent les essais de leurs circuits par zone de protection locale. Ainsi, les entités ont la latitude pour désigner leurs propres définitions des composants de circuit de contrôle. Un autre exemple qui démontre que les entités ont une certaine discrétion quand à la détermination de ce qu'est un composant simple concerne les dispositifs de détection de la tension ou du courant, l'entité étant libre de choisir de désigner comme composant simple soit un ensemble triphasé de ces dispositifs, soit un seul de ces dispositifs.

son PSMP doit suivre les procédures établies l'annexe A de la norme PRC-005 pour établir et maintenir ses intervalles d'entretien basés sur la performance. *[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

Problème d'entretien non résolu – Une lacune identifiée pendant une activité d'entretien qui empêche le composant de respecter la performance attendue, qui ne peut pas être corrigée pendant l'intervalle d'entretien et qui nécessite un suivi de mesure corrective.

- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise un ou des programme(s) d'entretien basés sur le temps doit entretenir ses composants de *système de protection* qui sont inclus dans le programme d'entretien basé sur le temps conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, Tableau 2 et Tableau 3. *[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise un programme d'entretien basé sur la performance conformément à l'exigence E2 doit mettre en œuvre et assurer le suivi de son PSMP pour ses composants de *système de protection* qui sont inclus dans le programme d'entretien basé sur la performance. *[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit démontrer ses efforts pour corriger les problèmes d'entretien identifiés non résolus. *[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit avoir un *programme d'entretien des systèmes de protection* documenté conformément à l'exigence E1.

Pour chaque type de composant de *système de protection*, la documentation doit inclure la méthode d'entretien employée (basée sur le temps, basée sur la performance ou une combinaison de ces méthodes d'entretien), et doit inclure toutes les batteries associées à l'alimentation c.c. de poste pour les types de composant figurant dans un programme d'entretien basé sur le temps comme décrit au tableau 1-4 et au tableau 3. (alinéa 1.1)

Pour les types de composant qui utilise la surveillance pour augmenter les intervalles d'entretien, la ou les entités responsables doivent avoir des pièces justificatives, pour chaque type de composant de protection (comme une fiche technique ou des dessins d'ingénierie du fabricant), attestant des attributs de *composant* surveillés pertinents comme spécifié aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3. (alinéa 1.2)

- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance doit avoir des pièces justificatives attestant que son ou ses programmes courants d'entretien basés

sur la performance sont conformes à l'exigence E2, comprenant notamment des listes des composants, des dossiers d'entretien datés, et des dossiers d'analyse et des résultats datés.

M3. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise un ou des programmes d'entretien basés sur le temps doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a entretenu les composants de son *système de protection* inclus dans le programme d'entretien basé sur le temps conformément à l'exigence E3. Les pièces justificatives peuvent comprendre notamment des dossiers d'entretien datés, des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des dossiers d'inspection datés ou des bons de travail datés.

M4. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance conformément à l'exigence E2 doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre le *programme d'entretien des systèmes de protection (PSMP)* pour les composants de *système de protection* inclus dans son programme d'entretien basé sur la performance conformément à l'exigence E4. Les pièces justificatives peuvent comprendre notamment des dossiers d'entretien datés, des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des dossiers d'inspection datés ou des bons de travail datés.

M5. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a mis des efforts pour corriger les problèmes d'entretien identifiés non résolus conformément à l'exigence E5. Les pièces justificatives peuvent comprendre notamment des bons de travail, des commandes de composants de rechange, des factures, des calendriers de projet avec étapes complétées, des autorisations de retour d'équipement (RMA) ou des ordres d'achats.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Entité régionale

1.2. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformité
Déclaration de non-conformité
Plainte

1.3. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes identifient la période de temps pendant laquelle une entité est tenue de conserver des pièces justificatives

spécifiques pour démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives spécifiée ci-dessous est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives pour montrer qu'elle était conforme pendant la période de temps complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent chacun conserver les données ou les pièces justificatives pour montrer la conformité comme identifié ci-dessous, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une période de temps plus longue dans le cadre d'une enquête.

Aux fins de l'exigence E1, le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent chacun conserver la version courante datée de son *programme d'entretien des systèmes de protection* (PSMP), ainsi que toute version remplacée depuis l'audit de conformité précédent, incluant la documentation qui spécifie le type de programme d'entretien appliqué pour chaque type de composant de *système de protection*.

Aux fins de l'exigence E2, de l'exigence E3, de l'exigence E4 et de l'exigence E5, le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent chacun conserver la documentation des deux plus récentes exécutions de chaque activité distincte d'entretien du composant de *système de protection*, ou de toutes les exécutions de chaque activité distincte d'entretien du composant de *système de protection* depuis la date de l'audit programmé précédent, selon la plus longue des deux.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Numéro de l'exigence	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le PSMP de l'entité responsable ne spécifiait pas si un type de composant utilise un entretien basé sur le temps ou basé sur la performance, ou une combinaison des deux. (alinéa 1.1)	Le PSMP de l'entité responsable ne spécifiait pas si deux types de composant utilisent un entretien basé sur le temps ou basé sur la performance, ou une combinaison des deux. (alinéa 1.1)	Le PSMP de l'entité responsable n'incluait pas les attributs de composant surveillés pertinents appliqués à chaque type de <i>composant de système de protection</i> selon les intervalles d'entretien spécifiés aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3, là où la surveillance est utilisée pour augmenter les intervalles d'entretien au-delà de ceux spécifiés pour des composants de <i>système de protection</i> non surveillés. (alinéa 1.2)	L'entité responsable n'a pas établi de PSMP. OU L'entité responsable n'a pas spécifié si trois types de composant utilisent un entretien basé sur le temps ou basé sur la performance, ou une combinaison des deux. (alinéa 1.1) OU Le PSMP de l'entité responsable n'incluait pas les batteries de poste applicables dans un programme d'entretien basé sur le temps. (alinéa 1.1)
E2	L'entité responsable utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans son PSMP, mais n'a pas réduit les événements dénombrables à un maximum de 4 % à l'intérieur de trois ans.	Sans objet	L'entité responsable utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans son PSMP, mais n'a pas réduit les événements dénombrables à un maximum de 4 % à l'intérieur de quatre ans.	L'entité responsable utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans son PSMP, mais : 1) n'a pas établi la justification technique décrite à l'exigence E2 pour l'utilisation initiale d'un PSMP basé sur la performance ; OU 2) n'a pas réduit les événements dénombrables à

Numéro de l'exigence	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				<p>un maximum de 4 % à l'intérieur de cinq ans ; OU 3) a maintenu un segment comportant moins de 60 composants ; OU 4) n'a pas :</p> <ul style="list-style-type: none"> • mis à jour annuellement la liste des composants ; OU • réalisé annuellement l'entretien de 5 % des composants d'un segment ou de 3 composants, selon la valeur la plus élevée ; OU • analysé annuellement les activités et les résultats du programme pour chaque segment.
E3	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur le temps, l'entité responsable n'a pas entretenu 5 % ou moins du total des composants d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément aux	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur le temps, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 5 %, mais au plus 10 % du total des composants d'un type donné de composant de <i>système de</i>	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur le temps, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 10 %, mais au plus 15 % du total des composants d'un type donné de composant de <i>système de</i>	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur le temps, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 15 % du total des composants d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément aux

Numéro de l'exigence	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3.	<i>protection</i> , conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3.	<i>protection</i> , conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3.	activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3.
E4	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu 5 % ou moins de l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément à leur PSMP basé sur la performance.	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 5 %, mais au plus 10 % de l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément à leur PSMP basé sur la performance.	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 10 %, mais au plus 15 % de l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément à leur PSMP basé sur la performance.	Pour les composants de <i>système de protection</i> inclus dans un programme d'entretien basé sur la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 15 % de l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de <i>système de protection</i> , conformément à leur PSMP basé sur la performance.
E5	L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour corriger 5 problèmes d'entretien identifiés non résolus ou moins.	L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour corriger plus de 5, mais au plus 10 des problèmes d'entretien identifiés non résolus.	L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour corriger plus de 10, mais au plus 15 des problèmes d'entretien identifiés non résolus.	L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour corriger plus de 15 des problèmes d'entretien identifiés non résolus.

E. Différences régionales

Aucune

F. Document de référence supplémentaire

Les documents suivants présentent un exposé détaillé sur la détermination des intervalles d'entretien et d'autres renseignements utiles concernant l'établissement d'un programme d'entretien.

1. « PRC-005-2 Protection System Entretien Supplementary Reference and FAQ » – Juillet 2012.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
1	1 ^{er} décembre 2005	<ol style="list-style-type: none"> 1. Remplacement de certains traits d'union (-) par des tirets demi cadratin (–) ou des tirets cadratin (—). 2. Ajout de « points » aux éléments lorsqu'approprié. 3. Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » à la section D.1.2. 	20 janvier 2005
1a	17 février 2011	Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement	Projet 2009-17 Interprétation
1a	17 février 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1a	26 septembre 2011	Ordonnance de la FERC émise approuvant l'interprétation des exigences E1 et E2 (l'ordonnance de la FERC entre en vigueur le 26 septembre 2011)	
1.1a	1 ^{er} février 2012	Errata : clarification de l'inclusion des <i>installations</i> de raccordement de groupe de production dans les responsabilités du <i>propriétaire d'installation de production</i>	Révision dans le cadre du projet 2010-07
1b	3 février 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant l'interprétation des exigences E1, E1.1 et E1.2. (Ordonnance de la FERC datée du 14 mars 2012). Mise à jour du numéro de version 1a à 1b.	Projet 2010-07 Interprétation
1.1b	23 avril 2012	Mise à jour du numéro de version de la norme à 1.1b pour refléter l'approbation de la FERC de la norme PRC-005-1b.	Révision dans le cadre du projet 2010-07
1.1b	9 mai 2012	La norme PRC-005-1.1b a été adoptée par le conseil d'administration de la NERC dans le	

Norme PRC-005-2 — Entretien des systèmes de protection

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
		cadre du projet 2010-07 (GOTO).	
2	7 novembre 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision complète avec intégration des exigences d'entretien des normes PRC-005-1b, PRC-008-0, PRC-011-0 et PRC-017-0
2	17 octobre 2013	Errata : Le comité des normes approuve un errata relatif au plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 pour ajouter les termes suivants : « ou entre en vigueur selon les modalités d'approbation prévues par les lois applicables à de telles autorités gouvernementales tenant lieu d'organisation de fiabilité électrique » dans la deuxième phrase sous la section « Retrait des normes existantes ».	
2	19 décembre 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-005-2. (La date de mise en application de cette norme est fixée au 1 ^{er} avril 2015, soit la première date où des entités doivent se conformer à une partie de la norme. Le plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 prévoit des dates et des délais de conformité particuliers pour chacune des exigences. La date d'approbation réglementaire aux États-Unis est fixée au 24 février 2014.	
2	7 mai 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC pour la modification des VSL pour l'exigence E1.	
2	25 août 2014	Lettre d'ordonnance émise par la FERC pour la modification des VSL pour l'exigence E1.	

Tableau 1-1

Type de composant – Relais de protection

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal ¹	Activités d'entretien
<p>Tout relais de protection non surveillé n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.</p>	<p>6 années civiles</p>	<p>Pour tous les relais non surveillés :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vérifier que les réglages sont tels que spécifiés. <p>Pour les relais sans microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tester et calibrer si nécessaire. <p>Pour les relais à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i>. • Vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.

¹ Pour les tableaux de cette norme, une année civile commence le premier jour d'une nouvelle année (le 1^{er} janvier) après qu'une activité d'entretien ait été complétée. Pour les tableaux de cette norme, un mois civil commence le premier jour du premier mois après qu'une activité d'entretien ait été complétée.

Tableau 1-1

Type de composant – Relais de protection

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal ¹	Activités d'entretien
<p>Relais de protection à microprocesseur surveillé avec les attributs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). • Trois échantillonnages ou plus de l'onde de tension et/ou de courant par cycle de puissance, et conversion des échantillons en valeurs numériques pour les calculs de mesure par l'électronique du microprocesseur. • Alarmes de défaillance d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • que les réglages sont tels que spécifiés ; • le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> ; • la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
<p>Relais de protection à microprocesseur surveillé ayant les attributs de la rangée précédente et les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Les mesures c.a. sont continuellement vérifiées en comparaison avec une source c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). • Certaines ou toutes les entrées binaires ou d'état et les sorties de commande sont surveillées par un moyen qui démontre continuellement leur habileté à fonctionner tel que conçu, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). • Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier seulement les entrées et sorties du relais non surveillées qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i>.</p>

Tableau 1-2 Type de composant – Systèmes de communication À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Tout système de communication non surveillé nécessaire au bon fonctionnement des fonctions de protection, et n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	4 mois civils	Vérifier que le système de communication est fonctionnel.
	6 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi, taux d'erreur de données). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication avec surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la présence de la fonction de canal, et avec alarme de perte de fonction (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi, taux d'erreur de données). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> .
Tout système de communication ayant tous les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> • Surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la performance du canal en utilisant les critères pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex.niveau de signal, puissance réfléchi ou taux d'erreur de données, et alarme de dégradation excessive de la performance). (voir le tableau 2) • Certaines ou toutes les entrées binaires ou d'état et les sorties de commande sont surveillées par un processus qui démontre continuellement l'habileté à fonctionner tel que conçu, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et les sorties non surveillées du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du <i>système de protection</i> .

Tableau 1-3

Type de composant – Dispositifs de détection de tension et de courant fournissant les entrées aux relais de protection
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Tous dispositifs de détection de tension et de courant n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal du courant et de tension sont fournies aux relais de protection.
Dispositifs de détection de tension et de courant connectés à des relais à microprocesseur avec mesures c.a. qui sont vérifiées continuellement par comparaison de la valeur d'entrée détectée, comme mesurée par le relais à microprocesseur, avec une source de mesure c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune

Tableau 1-4 (a)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au plomb-acide ventilées
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Alimentation c. c. de poste d'un système de protection utilisant des batteries au plomb-acide ventilées (VLA) n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation c. c. de poste. Inspecter: <ul style="list-style-type: none"> • le niveau d'électrolyte ; • pour mises à la terre non intentionnelles.
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité de la batterie ; • la résistance de connexion aux bornes de la batterie ; • la résistance de connexion entre les cellules de batterie ou entre batteries. Inspecter: <ul style="list-style-type: none"> • l'état de toutes les cellules de batterie là où elles sont visibles, ou mesurer la valeur ohmique interne des cellules si les cellules ne sont pas visibles ;

Tableau 1-4 (a)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au plomb-acide ventilées
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
	18 mois civils -ou- 6 années civiles	<ul style="list-style-type: none"> • l'état physique de l'étagère à batteries. Vérifier que les batteries de poste performant telles que conçues en comparant les mesures des cellules ou des batteries indicatrices de la performance (Ex. valeurs ohmiques internes ou courant d'entretien) aux valeurs de référence des batteries de poste. -ou- Vérifier que les batteries d'alimentation de poste performant telles que conçues en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifié de l'ensemble des bancs de batteries.

Tableau 1-4 (b)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au plomb-acide à régulation à soupape
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisant des batteries au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation c. c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • pour mises à la terre non intentionnelles.
	6 mois civils	Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de toutes les unités de batterie en mesurant leur valeur ohmique interne.
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité de la batterie ; • la résistance de connexion aux bornes de la batterie ; • la résistance de connexion entre les cellules de batterie ou entre batteries. Inspecter :

Tableau 1-4 (b)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au plomb-acide à régulation à soupape
 À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
	6 mois civils -ou- 3 années civiles	<ul style="list-style-type: none"> • l'état physique de l'étagère à batteries. Vérifier que les batteries de poste performant telles que conçues en comparant les mesures des cellules ou des batteries indicatrices de la performance (Ex. valeurs ohmiques internes ou courant d'entretien) aux valeurs de référence des batteries de poste. -ou- Vérifier que les batteries d'alimentation de poste performant telles que conçues en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifié de l'ensemble des bancs de batteries.

Tableau 1-4 (c)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au nickel-cadmium (NiCad)

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un *système de protection* utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Alimentation c.c. de poste d'un <i>système de protection</i> utilisant des batteries au nickel-cadmium (NiCad) n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension de l'alimentation c. c. de poste. Inspecter: <ul style="list-style-type: none"> • le niveau d'électrolyte ; • pour mises à la terre non intentionnelles.

Tableau 1-4 (c)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection utilisant des batteries au nickel-cadmium (NiCad)

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> • la tension d'entretien du chargeur de batteries ; • la continuité de la batterie ; • la résistance de connexion aux bornes de la batterie ; • la résistance de connexion entre les cellules de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> • l'état de toutes les cellules de batterie ; • l'état physique de l'étagère à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste peuvent performer telles que conçues en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifiée pour l'ensemble du banc de batteries.

Tableau 1-4 (d)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection avec stockage d'énergie de base autre qu'à batteries.

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un *système de protection* utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Toute alimentation c.c. de poste d'un <i>système de protection</i> n'utilisant pas une batterie et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> la tension de l'alimentation c. c. de poste. Inspecter: <ul style="list-style-type: none"> pour mises à la terre non intentionnelles.
	18 mois civils	Inspecter: <ul style="list-style-type: none"> l'état de l'alimentation c.c. de poste autre qu'à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que l'alimentation c.c. de poste peut performer telle que conçue lorsque l'alimentation c.a. n'est pas présente.

Tableau 1-4 (e)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection pour des dispositifs de coupure non BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestage de charge en sous-fréquence et en sous-tension.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Toute alimentation c.c. d'un <i>système de protection</i> servant à déclencher uniquement des dispositifs de coupure non BES faisant partie d'un SPS, d'un système de délestage de charge en sous-fréquence ou en sous-tension non réparti, et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	Lorsque les circuits de contrôle sont vérifiés (voir le tableau 1-5)	Vérifier la tension de l'alimentation c.c. de poste.

Tableau 1-4 (f)		
Exclusions pour les dispositifs de surveillance et les systèmes d'alimentation c.c. de poste d'un système de protection		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Toute alimentation c.c. de poste avec surveillance et alarme de haute et basse tension du chargeur de batteries pour détecter une surtension ou une défaillance du chargeur (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune vérification périodique de la tension de l'alimentation c.c. de poste n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de niveau d'électrolyte pour chaque cellule (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique du niveau d'électrolyte de chaque cellule n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste avec surveillance et alarme de mise à la terre c.c. non intentionnelle (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique pour les mises à la terre c.c. non intentionnelles n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste avec surveillance et alarme de tension d'entretien du chargeur pour s'assurer de l'application d'une tension d'entretien correcte aux batteries de l'alimentation à c.c. de poste (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la tension d'entretien du chargeur n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de continuité de la chaîne de batteries (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la continuité des batteries n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de résistance entre cellules et/ou aux bornes de connexion de la batterie entière (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la résistance entre cellules et aux bornes de connexion n'est requise.
Toute batterie de poste au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) ou au plomb-acide ventilée (VLA) avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne ou de courant d'entretien, et comparaison des valeurs mesurées à des valeurs ohmiques internes de référence pour chaque cellule/batterie (voir le tableau 2).		Aucune évaluation périodique relative aux mesures des cellules ou des batteries indicatrices de la performance n'est requise pour vérifier que les batteries de poste peuvent performer telles que conçues.
Toute batterie de poste au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) ou au plomb-acide ventilée (VLA) avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne de chaque cellule/batterie (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique de l'état de toutes les batteries individuelles d'alimentation en mesurant les valeurs ohmiques internes de batteries d'alimentation de poste au plomb-acide ventilées ou au plomb-acide à régulation à soupape n'est requise.

Tableau 1-5

Type de composant – Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Remarque : Les exigences de ce tableau s'appliquent à tous les composants des circuits de contrôle des *systèmes de protection* et de SPS, sauf indication particulière.

Attributs de composants	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Bobines de déclenchement ou actionneurs de disjoncteurs, d'appareils de coupure ou de dispositifs d'atténuation (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier que chaque bobine de déclenchement est capable d'actionner le disjoncteur, l'appareil de coupure ou le dispositif d'atténuation.
Dispositifs de verrouillage électromécanique situés directement dans le trajet du circuit de déclenchement entre le relais de protection et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des dispositifs de verrouillage électromécanique.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un SPS.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle qui sont essentiels au fonctionnement adéquat du SPS.
Circuits de contrôle non surveillés associés à des fonctions de protection, y compris tous les relais auxiliaires.	12 années civiles	Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.
Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection et/ou à des SPS dont l'intégrité est surveillée et avec alarme (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

Tableau 2 — Trajets d’alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, les attributs d’alarme qui servent à justifier l’augmentation des intervalles d’entretien maximaux et/ou la réduction des activités d’entretien sont soumis aux exigences d’entretien suivantes.

Attributs de composants	Intervalle d’entretien maximal	Activités d’entretien
<p>Tout trajet d’alarme emprunté par les alarmes des tableaux 1-1 à 1-5 et du tableau 3, entre le point d’origine de l’alarme et le point de localisation où une action corrective peut-être initiée, et qui ne présente pas tous les attributs de la catégorie « Trajet d’alarme avec surveillance » ci-dessous.</p> <p>Les alarmes sont transmises dans un délai de 24 h à un point de localisation où une action corrective peut être initiée.</p>	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier que le trajet d’alarme transmet les signaux d’alarme jusqu’au point de localisation où les actions correctives peuvent être initiées.</p>
<p>Trajet d’alarme avec surveillance :</p> <p>Le point de localisation où une action corrective est prise reçoit une alarme dans un délai de 24 h en cas de défaillance de toute partie du trajet d’alarme entre le point d’origine de l’alarme et le point de localisation où une action corrective peut être initiée.</p>	<p>Aucun entretien périodique spécifié</p>	<p>Aucune.</p>

Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) distribués		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Tout relais de protection non surveillé n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Vérifier que les réglages sont tels que spécifiés. Pour les relais sans microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> mettre à l'essai et calibrer si nécessaire. Pour les relais à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> ; vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillé avec les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). Trois échantillonnages ou plus de l'onde de tension et/ou de courant par cycle de puissance, et conversion des échantillons en valeurs numériques pour les calculs de mesure par l'électronique du microprocesseur. Alarmes de défaillance d'alimentation électrique (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> que les réglages sont tels que spécifiés; le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i>; la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés avec les attributs de la ligne précédente et les suivants : <ul style="list-style-type: none"> Les mesures c.a. sont vérifiées continuellement par comparaison avec une source c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable. (voir 	12 années civiles	Vérifier seulement le fonctionnement des entrées et sorties du relais non surveillé qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du <i>système de protection</i> ;

Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) distribués		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
<p>le tableau 2).</p> <ul style="list-style-type: none"> Certaines ou toutes les entrées binaires ou d'état et les sorties de commande sont surveillées par un moyen qui confirme en permanence leur habileté à performer telles que conçues, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). <p>Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2).</p>		
Dispositifs de détection de tension et/ou de courant associés à des systèmes UFLS ou UVLS.	12 années civiles	Vérifier que les valeurs de signal de courant et/ou de tension sont fournies aux relais de protection.
Alimentation c.c. de <i>système de protection</i> pour le déclenchement de dispositifs de coupure non BES utilisée uniquement pour un système UFLS ou UVLS.	12 années civiles	Vérifier la tension d'alimentation c.c. de <i>système de protection</i> .
Circuits de contrôle entre les relais de UFLS ou UVLS et dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement (à l'exclusion des bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES).	12 années civiles	Vérifier le trajet entre le relais et le relais auxiliaire verrouillable et/ou le relais de déclenchement (y compris la logique de supervision essentielle).
Dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement associés uniquement à des systèmes UFLS ou UVLS (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES).	12 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des relais électromécaniques auxiliaires verrouillables et/ou des dispositifs de déclenchement.
Circuits de contrôle entre les dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement et les dispositifs de coupure non BES de systèmes UFLS ou UVLS, ou entre des relais UFLS ou UVLS (sans interposition de dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage) et les dispositifs de coupure non BES (à l'exclusion de bobines de	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) distribués		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
déclenchement de dispositifs de coupure non BES).		
Bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES de systèmes UFLS ou UVLS.	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

PRC-005 — Annexe A

Critères d'un programme d'entretien des systèmes de protection basé sur la performance

Objet : Établir un fondement technique pour l'utilisation initiale et en continu d'un *programme d'entretien des systèmes de protection* (PSMP) basé sur la performance.

Établir la justification technique pour l'utilisation initiale d'un PSMP basé sur la performance :

1. Dresser une liste avec une description des composants inclus dans chaque segment désigné de la population de composants de *système de protection*, avec une population minimale de 60 composants par segment.
2. Effectuer l'entretien des composants de chaque segment selon les intervalles de temps maximaux admissibles établis aux tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, jusqu'à obtenir des résultats d'activité d'entretien pour un minimum de 30 composants individuels du segment.
3. Documenter les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment, incluant les dates d'entretien et les événements dénombrables pour chaque composant inclus dans le segment.
4. Analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment afin de déterminer la performance globale du segment et d'établir des intervalles d'entretien.
5. Déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque segment de telle manière que le segment subisse des événements dénombrables pour au plus 4 % des composants du segment, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers composants touchés par les activités d'entretien, soit tous les composants touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Segment – *Systèmes de protection ou composants répondant à une norme de conception uniforme ou correspondant à un modèle ou à un type particulier d'un même fabricant, qui ont normalement d'autres facteurs communs. Une performance uniforme est attendue pour toute la population d'un segment. Un segment doit comporter au moins soixante (60) composants individuels.*

Événement dénombrable – *Une défaillance d'un composant nécessitant sa réparation ou son remplacement, toute condition constatée au cours des activités d'entretien des tableaux 1-1 à 1-5 et du tableau 3 qui requière une action corrective, ou tout fonctionnement incorrect attribué à une défaillance matérielle ou d'étalonnage. Les fonctionnements incorrects attribuables à des erreurs de conception de produit, à des erreurs de logiciel, à des réglages de relais différents des réglages spécifiés, à des erreurs de configuration de composants des systèmes de protection ou à des erreurs d'application de système de protection ne sont pas considérés comme des événements dénombrables.*

Maintenir la justification technique de l'utilisation en continu d'un PSMP basé sur la performance :

1. Au moins annuellement, mettre à jour la liste des composants et des segments de *système de protection* et/ou leur description si des changements surviennent dans le segment.
2. Effectuer l'entretien selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit sur 5 % des composants (visés par le PSMP basé sur la performance) dans chaque segment, soit sur trois composants individuels du segment à chaque année.
3. Pour l'année précédente, analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment afin de déterminer la performance globale du segment.
4. À partir des données de l'année précédente, déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque segment de telle manière que le segment subisse des événements dénombrables pour au plus 4 % des composants du segment, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers composants touchés par les activités d'entretien, soit tous les composants touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.
5. Si les composants d'un segment de *système de protection* entretenu selon un PSMP basé sur la performance subissent 4 % ou plus d'événements dénombrables, établir, documenter et mettre en œuvre un plan d'action visant à ramener le taux d'événements dénombrables à moins de 4 % de la population du segment à l'intérieur de trois ans.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Entretien des systèmes de protection
2. **Numéro :** PRC-005-2
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**

Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
 - 4.2.1. *Systèmes de protection* qui sont installés dans le but de détecter des *défauts* sur les éléments du *réseau* « *Bulk* » (BPS) (lignes, barres, transformateurs, etc.).
 - 4.2.2. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence.
 - 4.2.3. *Systèmes de protection* utilisés pour les systèmes de délestage de charge en sous-tension installés pour prévenir l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau pour la fiabilité du BPS.
 - 4.2.4. *Systèmes de protection* installés comme *automatismes de réseau* (SPS) pour la fiabilité du BPS. Les *automatismes de réseau* (SPS) sont ceux classés de type I ou II par le NPCC.
 - 4.2.5. *Systèmes de protection* d'*installations* de production qui font partie du BPS, incluant :
 - 4.2.5.1. Aucune disposition particulière.
 - 4.2.5.2. *Systèmes de protection* de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du BPS.
 - 4.2.5.3. *Systèmes de protection* de transformateurs raccordant une production combinée, là où la production combinée fait partie du BPS (par exemple, des transformateurs raccordant des installations comme des parcs éoliens au BPS).
 - 4.2.5.4. *Systèmes de protection* de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés aux barres de groupes de production qui font partie du BPS, qui agissent pour déclencher le groupe de production soit directement, soit par des relais de verrouillage ou des relais de déclenchement auxiliaires.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et de mise en application des normes :

Aucune disposition particulière

1.3. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

Tableau 1-1 à Tableau 1-5

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « non-BES » par l'expression « non-BPS »

Tableau 2

Aucune disposition particulière

Tableau 3

Remplacer toutes les occurrences de l'expression « non-BES » par l'expression « non-BPS »

Annexe A

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois, 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production
2. **Numéro :** PRC-019-1
3. **Objet :** Vérifier la coordination des dispositifs de régulation de tension, des limiteurs, des caractéristiques d'équipement et des réglages des *systèmes de protection* des *installations* de production et des compensateurs synchrones.

4. Applicabilité :

4.1 Entités fonctionnelles :

4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*

4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport* ayant un ou des compensateurs synchrones

4.2 Installations

1. Aux fins de la présente norme, le terme « *installation visée* » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

4.2.1 groupe de production individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production – transport d'électricité* ;

4.2.2 compensateur synchrone individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production – transport d'électricité* ;

4.2.3 centrale ou *installation* de production comportant un ou plusieurs groupes de production raccordés au *système de production – transport d'électricité* par un jeu de barres commun et dont la production totale dépasse 75 MVA (puissance nominale brute combinée) ;

4.2.4 toute installation de production, sans égard à sa taille, qui est désignée comme un groupe à démarrage autonome dans le plan de remise en charge d'un *exploitant de réseau de transport*.

5. Date d'entrée en vigueur :

5.1 Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire :

5.1.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses installations visées.

5.1.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO,

chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses installations visées.

5.1.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses installations visées.

5.1.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses installations visées.

5.2 Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire :

5.2.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 40 % de ses installations visées.

5.2.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 60 % de ses installations visées.

5.2.3 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié au moins 80 % de ses installations visées.

5.2.4 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* doit avoir vérifié 100 % de ses installations visées.

B. Exigences

E1. À intervalles d'au plus cinq années civiles, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des installations visées doit coordonner les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en

Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

service¹) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection* appropriés. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

1.1 En supposant un fonctionnement normal de la boucle de régulation de tension et des conditions d'exploitation en régime permanent du réseau, vérifier les éléments de coordination suivants pour chaque *installation* visée :

1.1.1. les limiteurs en service doivent être réglés de manière à intervenir avant le *système de protection* de l'*installation* visée afin d'éviter tout débranchement inutile du groupe de production ;

1.1.2. les dispositifs de *système de protection* en service pertinents doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement.

E2. Dans les 90 jours civils suivant la constatation ou la mise en place de modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages susceptibles d'influer sur la coordination décrite à l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit procéder à la coordination décrite à l'exigence E1. Les modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages comprennent, entre autres, les suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- modifications aux réglages ou à l'équipement de régulation de tension ;
- modifications aux réglages ou aux composants de *système de protection* ;
- modifications aux caractéristiques de l'équipement de production ou de compensateur synchrone ;
- modifications aux transformateurs élévateurs de l'équipement de production ou de compensateur synchrone.

C. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives (dont des exemples sont présentés à la section G de la norme PRC-019) attestant qu'il a coordonné les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service²) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection*, conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que la coordination a été effectuée.

¹ Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

² Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives attestant que la coordination rendue nécessaire par les événements indiqués à l'exigence E2 a été effectuée. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que l'intervalle de temps prescrit à l'exigence E2 a été respecté.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

L'*entité régionale* joue le rôle de responsable de la surveillance de l'application des normes (CEA), à moins que l'entité concernée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'*entité régionale*. Dans de tels cas, l'ERO ou une *entité régionale* approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent doit jouer le rôle de la CEA.

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 justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit de conformité le plus récent, le responsable de la surveillance de la conformité peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le propriétaire d'installation de production ou *le propriétaire d'installation de transport* doit conserver pendant six ans une preuve de conformité aux exigences E1 et E2 et aux mesures M1 et M2.

Si le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme à une exigence, l'entité doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver le rapport du dernier audit périodique ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformités
Déclaration de non-conformité
Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

E#	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 4 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 8 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 12 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 5 années civiles et 12 mois après la coordination précédente.
E2	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 100 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 100 jours civils mais d'au plus 110 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 110 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.

E. Différences régionales

Aucune.

Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

F. Documents connexes

- «°Underexcited Operation of Turbo Generators°», AIEE Proceedings T Section 881, Volume 67, 1948, Appendix 1, C. G. Adams and J. B. McClure
- «°Protective Relaying For Power Generation Systems°», Boca Raton, FL, Taylor & Francis, 2006, Reimert, Donald
- «°Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability°», a report of Working Group J5 of the IEEE PSRC Rotating Machinery Subcommittee
- «°IEEE C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection°»
- «°IEEE C50.13-2005 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above°»

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NER.	Nouveau
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-019-1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016)	

G. Référence

Exemples de coordination

La preuve que la coordination prescrite à l'exigence E1 a été effectuée peut prendre l'une des formes suivantes :

- graphique P-Q (exemple à l'annexe 1) ;
- graphique R-X (exemple à l'annexe 2) ;
- graphique de temporisation inverse (exemple à l'annexe 3) ;
- tableaux équivalents ou autre preuve.

Ces pièces justificatives doivent indiquer les caractéristiques de l'équipement et la plage de fonctionnement des limiteurs et des fonctions de protection.

Les limites des équipements, les types de limiteur et les fonctions de protection dont la coordination peut être nécessaire comprennent, notamment :

- les limiteurs de surexcitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de surintensité d'onduleur et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de sous-excitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- la puissance réactive de groupe de production ou de compensateur synchrone ;
- les limiteurs d'induction magnétique V/Hz et les fonctions de protection associées ;
- les réglages de système de protection contre les surtensions de stator ;

Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

- la caractéristique tension/fréquence de groupe de production et de transformateur ;
- la caractéristique temps/courant de champ ou temps/courant de stator.

Remarque : La liste ci-dessus n'est présentée qu'à titre indicatif. La présente norme n'exige l'installation ou l'activation d'aucune des fonctions de limitation ou de protection ci-dessus.

Dans l'exemple qui suit, la limite de stabilité statique (LSS) est la limite de la stabilité synchrone dans la région de sous-excitation avec un courant de champ fixe.

Sur un graphique P-Q, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production, X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, et V_g la tension aux bornes du groupe de production (toutes les valeurs étant exprimées par unité), on peut calculer la LSS comme un arc centré sur l'axe Q, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = V_g^2/2 \times (1/X_s - 1/X_d)$$

$$R = V_g^2/2 \times (1/X_s + 1/X_d)$$

Sur un graphique R-X, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production et X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, la LSS est un arc centré sur l'axe X, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

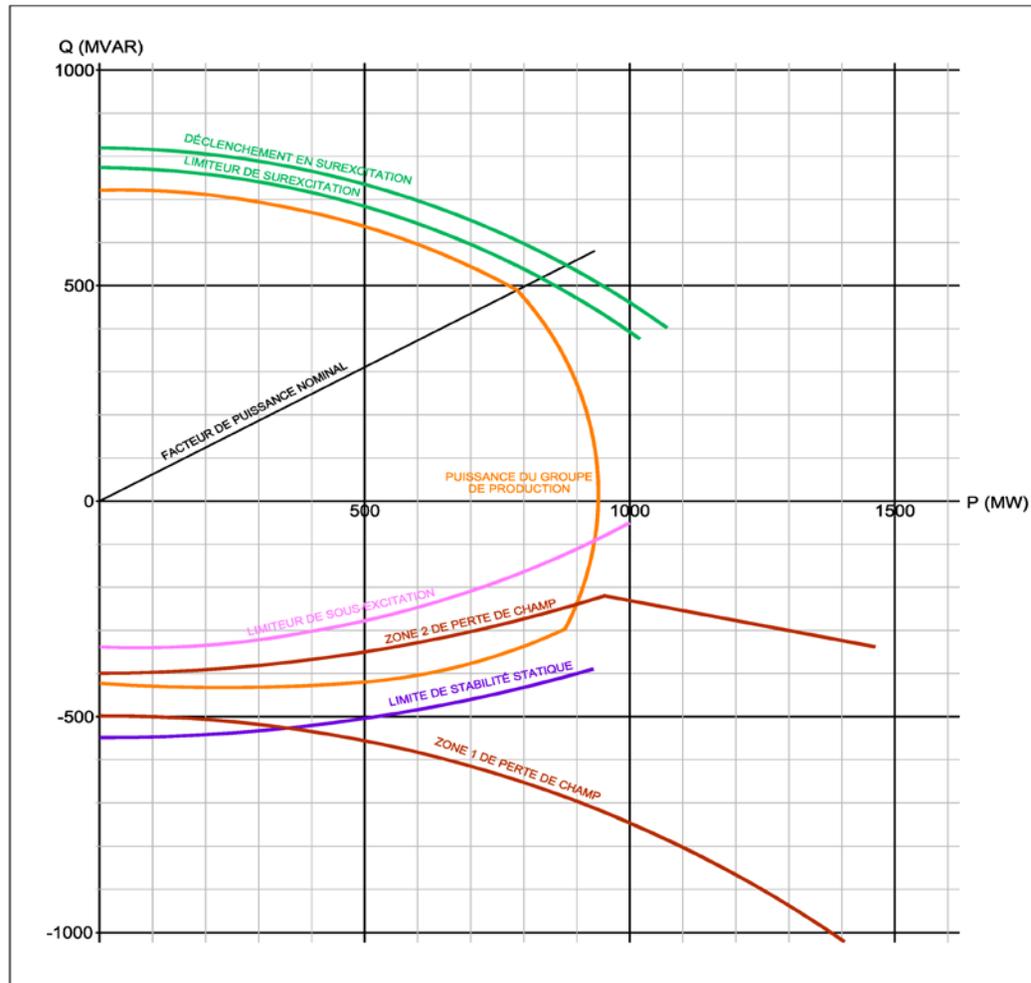
$$C = (X_d - X_s)/2$$

$$R = (X_d + X_s)/2$$

Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Section G – Annexe 1

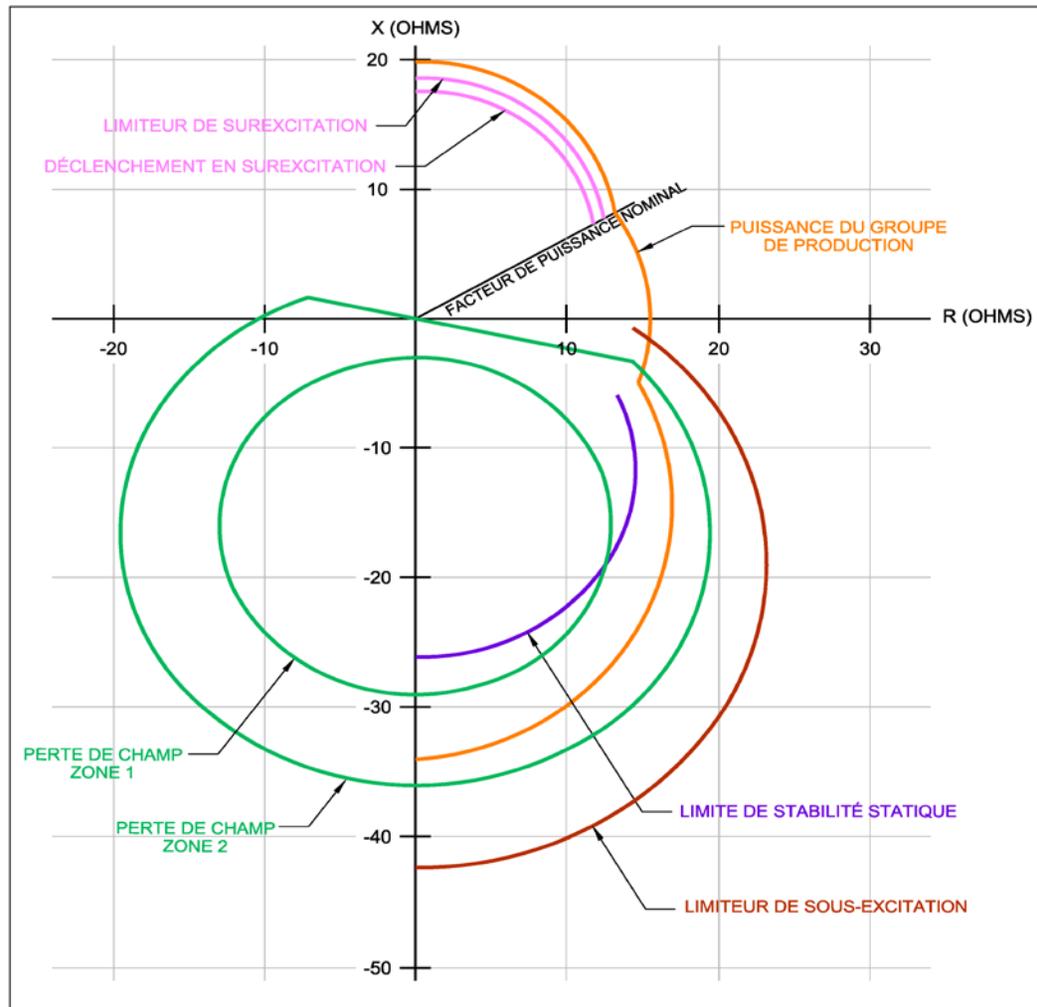
Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique P-Q à la tension et à la fréquence nominales



Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Section G – Annexe 2

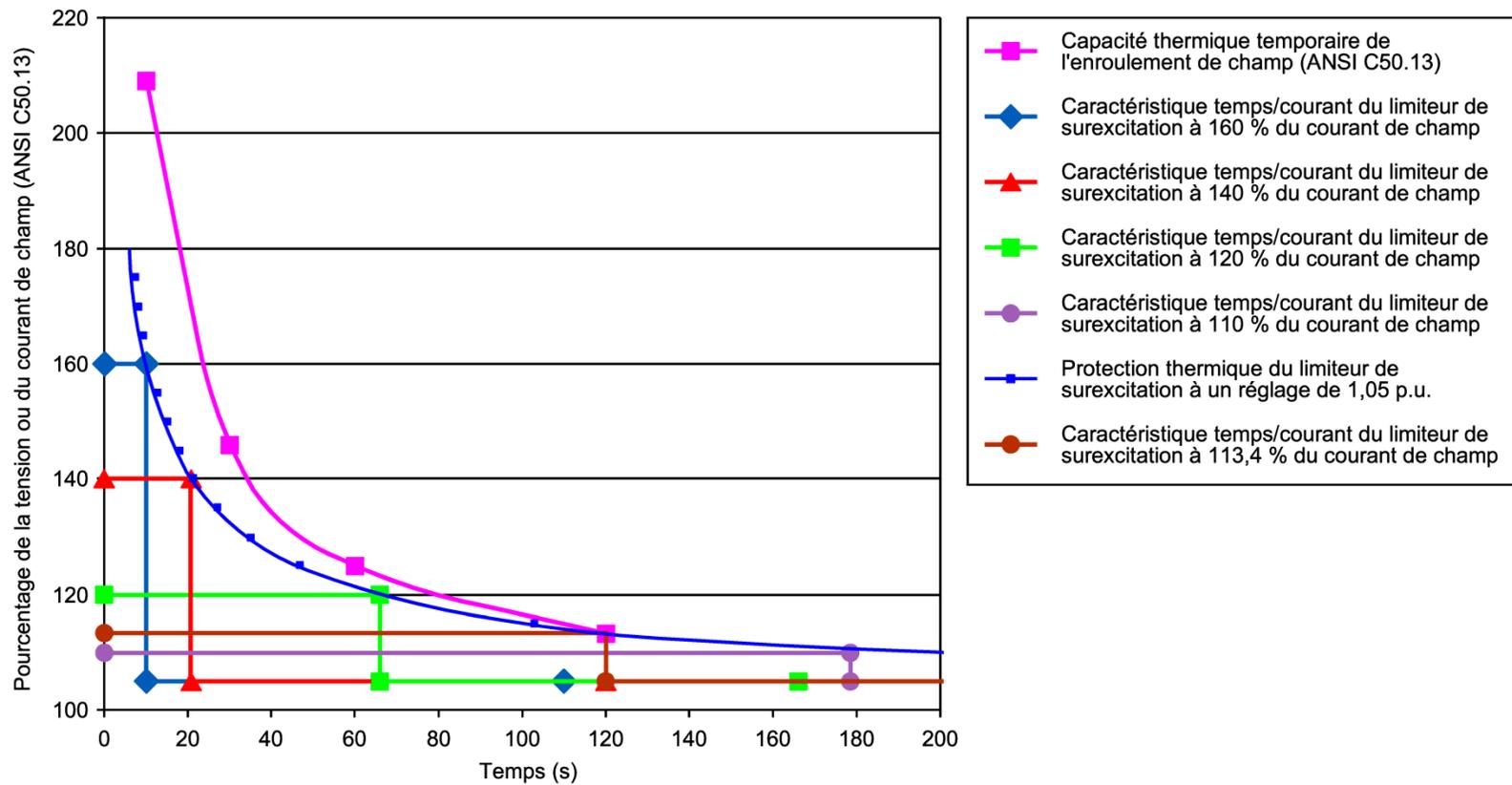
Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique R-X à la tension et à la fréquence nominales



Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Section G – Annexe 3

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique de temporisation



Norme PRC-019-1 — Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Annexe QC-PRC-019-1

Dispositions particulières de la norme PRC-019-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production
2. **Numéro :** PRC-019-1
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
 - 4.2. **Installations**
 - 4.2.1 Groupe de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.2 Compensateur synchrone faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.3 Centrale ou installation de production faisant partie du *réseau de transport principal* (RTP).
 - 4.2.4 Aucune disposition particulière
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences

Aucune disposition particulière

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. **Responsabilité de la surveillance de l'application des normes**
La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.
 - 1.2. **Conservation des pièces justificatives**
Aucune disposition particulière
 - 1.3. **Processus de surveillance et de mise en application des normes :**

Norme PRC-019-1 — Coordination des caractéristiques des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Annexe QC-PRC-019-1

Dispositions particulières de la norme PRC-019-1 applicables au Québec

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

Aucune disposition particulière

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

G. Référence

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 1

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 2

Aucune disposition particulière

Section G-Annexe 3

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois 201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-3
3. **Objet :** Les réglages des relais de protection ne doivent pas restreindre la capacité de charge de transport, ne doivent pas nuire à la capacité des répartiteurs de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité des *réseaux*, et doivent être réglés pour détecter de façon fiable toutes les situations de défauts et pour protéger le réseau électrique contre ces défauts.

4. Applicabilité

4.1. Entités fonctionnelles

- 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production* ayant un ou des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.3 *Distributeur* ayant un ou des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-3 et appliqués aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*), pourvus que ces circuits aient une capacité de transit bidirectionnel.
- 4.1.4 *Coordonnateur de la planification*.

4.2. Circuits

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5

- 4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.
- 4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.4 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.
- 4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV et qui sont sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6

4.2.2.1 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du BES, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Dates d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes conditions de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés. [Facteur de risque de la non-conformité(VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la *caractéristique assignée saisonnière d'une installation* la plus élevée d'un circuit pour la capacité de charge définie pour la durée disponible le plus près de 4 heures (exprimée en ampères).
2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la *caractéristique assignée saisonnière d'une installation* sur 15 minutes la plus élevée d'un circuit¹ (exprimée en ampères).
3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (en utilisant un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul du transfert de puissance :
 - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. à chaque extrémité de la ligne ;

¹ Lorsqu'une caractéristique assignée sur 15 minutes a été calculée et publiée pour l'exploitation en temps réel, la caractéristique assignée sur 15 minutes peut être utilisée pour définir l'exigence de capacité de charge des relais de protection.

- une impédance à chaque extrémités de la ligne qui représente l'impédance de source réelle du réseau, avec une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque impédance de source.
4. Régler les relais de ligne de transport installés sur les lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert de puissance maximale de la ligne, établie comme étant la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence la plus élevée du condensateur série ;
 - 115 % de la capacité de transfert de puissance maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément au critère 3 de l'exigence E1, en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.
 5. Régler les relais de lignes de transport de réseau à faible source de sorte qu'ils ne se déclenchent pas à une valeur inférieure ou égale à 170 % de l'amplitude maximale de défaut triphasé à l'extrémité de la ligne (exprimée en ampères).
 6. Inutilisé.
 7. Régler les relais de ligne de transport associés aux bornes d'un centre de consommation éloigné des centrales de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et la source de production, quelle que soit la configuration du réseau.
 8. Régler les relais de ligne de transport appliqués au côté réseau de lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre le réseau et la charge, quelle que soit la configuration du réseau.
 9. Régler les relais de ligne de transport appliqués au côté charge de lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et le réseau, quelle que soit la configuration du réseau.
 10. Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % de la caractéristique assignée du transformateur inscrite à la plaque signalétique (exprimée en ampères), y compris les caractéristiques assignées de refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
 - 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée établie par l'exploitant.
- 10.1** Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas

le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique² du transformateur.

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :
 - Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à un niveau de surcharge égal ou supérieur à 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable ou à 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant de prendre des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
 - Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile de surface réglée à une température d'au moins 100 °C, ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé réglée à une température³ d'au moins 140 °C.
 12. Lorsque la capacité désirée d'une ligne de transport est limitée par l'exigence de protéger adéquatement la ligne de transport, régler les relais de distance de la ligne de transport à un maximum de 125 % de l'impédance apparente (selon l'angle d'impédance de la ligne de transport) moyennant les contraintes ci-dessous :
 - a. Régler l'angle de couple maximal (MTA) à 90 degrés ou à la valeur la plus élevée admise par le fabricant.
 - b. Évaluer la capacité de charge des relais en ampères à leur seuil de déclenchement à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.
 - c. Inclure un élément de réglage de relais d'une valeur égale à 87 % du courant calculé selon le critère 12 de l'exigence E1 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit.
 13. Pour tout autre cas qui impose des limites à la capacité utile d'un circuit, régler les relais de protection de phase de sorte qu'ils n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit régler ses éléments de blocage sur perte de synchronisme pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport effectuée conformément à l'exigence E1. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites aux critères 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée d'installation* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification, de l'exploitant d'installation de transport et du coordonnateur de la*

² Représentée par la ligne pointillée dans la norme IEEE C57, 109-1993, *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, article 4.4, figure 4.

³ La norme IEEE C57.91 précise que les transformateurs doivent être conçus pour résister à une température de point chaud d'enroulement de 180 °C (tableaux 7 et 8) et l'annexe A avertit qu'il peut y avoir formation de bulles au-dessus de 140 °C.

fiabilité au sujet de la capacité du circuit calculée. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport doit fournir au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant d'installation de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés à ces relais de ligne de transport au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son *entité régionale* au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, en appliquant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-3 pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les *propriétaires d'installation de transport, les propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* doivent se conformer aux exigences E1 à E5. Le *coordonnateur de la planification* doit : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 6.1** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B, en identifiant la première année civile au cours de laquelle s'appliquent tout critère de l'annexe B de la norme PRC-023-3 ;
- 6.2** fournir la liste des circuits à tous les *entités régionales, coordonneurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, et distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun de ses relais de transport est réglé conformément à l'un des critères 1 à 13 de l'exigence E1, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple des courbes de coordination ou des résumés de calculs) attestant que les relais réglés conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux et à des durées de défaut excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun des éléments de blocage sur perte de synchronisme est réglé pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport effectuée conformément à l'exigence E1. (E2)

- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* ayant des relais de transport réglés conformément au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou une base de données sur les *caractéristiques assignées des installations*), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant la *caractéristique assignée d'installation* du circuit, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les *caractéristiques assignées d'installation* résultantes ont été acceptées par son *coordonnateur de la planification*, son *exploitant d'installation de transport* et son *coordonnateur de la fiabilité*. (E3)
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 2 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni à son *coordonnateur de la planification*, à son *exploitant d'installation de transport* et son *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés aux relais de ligne de transport dans les délais prescrits. La liste à jour peut être soit une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'*entité régionale* dans les délais prescrits. La liste à jour peut être soit une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des résultats d'écoulement de puissance, des résumés de calculs ou des rapports d'étude) attestant qu'il a utilisé les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-3 pour déterminer les circuits situés dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit détenir une liste datée de ces circuits ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni cette liste à tous les *coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, distributeurs* et entités régionales à l'intérieur de sa zone de planification dans les délais prescrits. (E6)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité et de l'application des normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des données

Le *propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production, le distributeur* et le *coordonnateur de la planification* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le responsable de la surveillance de l'application des normes leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver la documentation attestant leur conformité aux exigences E1 à E5 durant une période de trois années civiles.

Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la documentation relative à la plus récente évaluation effectuée conformément à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit conserver la plus récente liste des circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la présente norme, conformément à l'exigence E6.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production*, un *distributeur* ou un *coordonnateur de la planification* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée précédemment, selon la plus longue des deux périodes.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers de dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité de la non-conformité :

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes les situations de défaut.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.</p>
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable ne s'est pas assurée que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts survenant dans les conditions de charge utilisées pour évaluer la capacité de charge des relais de ligne de transport conformément à l'exigence E1.</p>

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 n'a pas considéré la capacité de circuit calculée comme étant la <i>caractéristique assignée d'installation</i> du circuit.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas reçu l'approbation du <i>coordonnateur de la planification</i>, de l'<i>exploitant d'installation de transport</i> et du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> relativement à la capacité de circuit calculée.</p>
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni au <i>coordonnateur de la planification</i>, à l'<i>exploitant d'installation de transport</i> et au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> une liste à jour des circuits associés à des relais de ligne de transport réglés selon le critère 2 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni à l'<i>entité régionale</i> une liste à jour des circuits associés à des relais de ligne de transport réglés selon le critère 12 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E6	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais avec un intervalle de plus de 15 mois et de moins de 24 mois entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il n'a pas indiqué l'année civile à compter de laquelle commencent à s'appliquer les critères de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais avec un intervalle de 24 mois ou plus entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 46 et 60 jours après sa création ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas tenu à jour la liste des circuits désignés conformément à l'exigence E6. (Alinéa 6.1)</p> <p>OU</p>

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		<p>lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 31 et 45 jours après sa création ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>		<p><i>Le coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait à l'alinéa 6.1, mais il n'a pas fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (Alinéa 6.2)</p> <p>OU</p> <p><i>Le coordonnateur de la planification</i> n'a pas déterminé les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme.</p>

E. Différences régionales

Aucune.

F. Document technique de référence supplémentaire

1. Le document ci-après constitue un supplément explicatif à la norme. Il contient la justification technique des exigences de cette norme. Il présente des exemples de méthodes à titre d'illustration seulement, sans exclure l'utilisation d'autres méthodes comparables sur le plan technique.

Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings, version 1.0, juin 2008, préparé par le groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) du comité de planification de la NERC.

Document en ligne à l'adresse

suivante : http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Final_2008July3.pdf

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	12 février 2008	Approbation par le Conseil d'administration	Nouvelle norme
1	19 mars 2008	Coquille corrigée dans la dernière phrase relative au niveau de gravité critique d'une non-conformité pour l'exigence E3 : « then » doit se lire « than » dans la version anglaise	Erratum
1	18 mars 2010	Approbation par la FERC	
1	Dépôt pour approbation le 19 avril 2010	Facteur de risque de la non-conformité pour l'exigence E3 changé de « moyen » à « élevé » Niveau de gravité de la non-conformité pour les exigences E1, E2 et E3 changé à « critique » (critère binaire), conformément à l'Ordonnance 733	Révision
2	10 mars 2011 Approbation par le Conseil d'administration	Révision pour tenir compte du premier ensemble de directives énoncées dans l'Ordonnance 733 de la FERC	Révision (Projet 2010-13)
2	15 mars 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-2 (l'approbation entre en vigueur le 7 mai 2012)	

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Demande SAR supplémentaire visant à clarifier l'applicabilité afin d'assurer la cohérence avec la norme PRC-025-1, plus d'autres corrections mineures.

PRC-023-3 – Annexe A

1. La présente norme porte sur les fonctions de protection qui peuvent déclencher, avec ou sans temporisation sur un courant de charge, notamment :
 - 1.1. distance de phases ;
 - 1.2. déclenchement sur perte de synchronisme ;
 - 1.3. enclenchement sur défaut ;
 - 1.4. relais de surintensité ;
 - 1.5. systèmes de protection s'appuyant sur des communications, notamment :
 - 1.5.1 permissif à portée étendue (POTT) ;
 - 1.5.2 permissif à portée réduite (PUTT) ;
 - 1.5.3 verrouillage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - 1.5.4 déverrouillage par comparaison directionnelle (DCUB).
 - 1.6. éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) basée sur un courant avec fonctions de communication (fil pilote, comparaison de phases et courant différentiel de ligne) capable de provoquer un déclenchement lors d'une perte de communication.
2. Les systèmes de protection suivants ne sont pas visés par les exigences de la présente norme :
 - 2.1. éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaut d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
 - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
 - éléments qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication, à l'exception de ceux visés à l'alinéa 1.6 ;
 - 2.2. systèmes de protection conçus pour la détection de fuites à la terre ;
 - 2.3. systèmes de protection conçus pour la protection pendant des oscillations stables de puissance ;
 - 2.4. inutilisé ;
 - 2.5. éléments de relais utilisés uniquement pour des automatismes de réseau mis en œuvre et approuvés selon les normes de fiabilité NERC PRC-012 à PRC-017 ou leurs versions ultérieures ;
 - 2.6. systèmes de protection conçus uniquement pour intervenir dans des délais donnant à l'opérateur au moins 15 minutes pour réagir en cas de surcharge ;
 - 2.7. relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées dynamiques d'une installation* ;
 - 2.8. éléments de relais associés à des lignes à courant continu ;
 - 2.9. éléments de relais associés aux transformateurs de convertisseurs à courant continu.

PRC-023-3 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de transport exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV
- Lignes de transport exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du *système de production-transport d'électricité*

Critères

Lorsque l'un des critères ci-dessous s'applique à un circuit, l'entité visée doit se conformer à la norme pour ce circuit.

- B1.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une interface de transit permanente de l'Interconnexion de l'Est, un chemin de transfert important de l'Interconnexion de l'Ouest selon la définition de l'*entité régionale* ou une *installation* surveillée comparable de l'Interconnexion du Québec, qui a été inclus en raison de préoccupations relatives à la fiabilité liées à la charge de ce circuit, comme confirmé par le *coordonnateur de la planification* concerné.
- B2.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)*, déterminée dans l'horizon de planification conformément à la norme FAC-010.
- B3.** Le circuit constitue un chemin (tel qu'entendu par l'*exploitant d'installation de production* et de l'entité de transport) assurant l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire, conformément aux *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire (NPIR)* de la norme NUC-001.
- B4.** Le circuit est désigné au cours de la séquence ci-dessous d'analyse des écoulements de puissance⁴ effectuée par le *coordonnateur de la planification* pour l'horizon de planification de un à cinq ans :
- a. Simulation de combinaisons de contingences doubles sélectionnées selon des principes d'ingénierie, sans ajustement manuel au réseau entre les deux contingences (réflète une situation dans laquelle le *répartiteur* n'aurait peut-être pas le temps d'apporter les ajustements au réseau entre les deux contingences).
 - b. Dans le cas d'un circuit exploité entre 100 et 200 kV, évaluation de la charge postcontingence, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, par rapport à un seuil établi en fonction des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et utilisé dans l'étude d'écoulement de puissance par le *coordonnateur de la planification*.
 - c. Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées d'une installation* peuvent être utilisées dans l'étude d'écoulement de puissance pour un circuit, le seuil sélectionné sera basé sur des caractéristiques assignées d'installation du circuit qui correspondent à la durée de charge la plus proche de quatre heures.
 - d. Le seuil servant à la sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées d'une installation*

⁴ Les analyses antérieures peuvent être utilisées à l'appui de l'évaluation si aucun changement important n'a été apporté au réseau depuis la dernière évaluation.

- i. Si les *caractéristiques assignées d'une installation* sont établies en fonction d'une durée de charge d'au plus quatre heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 115 % des *caractéristiques assignées de l'installation*
 - ii. Si les *caractéristiques assignées d'une installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de quatre heures et d'au plus huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 120 % des *caractéristiques assignées de l'installation* ;
 - iii. Si les *caractéristiques assignées d'une installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 130 % des *caractéristiques assignées de l'installation*.
- e. Sont exclus les circuits exploités en configuration radiale qui desservent uniquement la charge.
- B5.** Le *coordonnateur de la planification* sélectionne le circuit, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, en se fondant sur des études techniques ou des évaluations autres que celles précisées aux critères B1 à B4.
- B6.** Le *coordonnateur de la planification* et le propriétaire de l'*installation* s'entendent pour inclure le circuit

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport

2. **Numéro :** PRC-023-3

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

4.1. **Entités fonctionnelles :**

Aucune disposition particulière

4.2. **Circuits :**

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5 :

4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du *réseau de transport principal* (RTP). Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.1.2 Aucune disposition particulière.

4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du RTP et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.4 Aucune disposition particulière.

4.2.1.5 Aucune disposition particulière.

4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du RTP et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6 :

4.2.2.1 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du RTP, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

centrale du RTP. Les éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. Date d'entrée en vigueur :

- 5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
- 5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : le xx mois 201x
- 5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : le xx mois 201x

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP pour toutes conditions de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés. [*Facteur de risque de la non-conformité(VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

Disposition particulière applicable au critère 10:

Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais n'opèrent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :

- Aucune disposition supplémentaire
- 115 % de la caractéristique assignée en situation d'urgence de transformateur la plus élevée établie par l'exploitant ou 100% du plus grand facteur de charge établi pendant les conditions d'urgence de longue durée lors de la perte d'un ou des plusieurs transformateurs

10.1 aucune disposition supplémentaire

C. Mesures

Aucune disposition particulière

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

Norme PRC-023-3 — Capacité de charge des relais de transport

Annexe QC-PRC-023-3

Dispositions particulières de la norme PRC-023-3 applicables au Québec

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Niveaux de gravité de la non-conformité

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du RTP pour toutes les situations de défaut. OU L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.
E2	Aucune disposition particulière			
E3	Aucune disposition particulière			
E4	Aucune disposition particulière			
E5	Aucune disposition particulière			
E6	Aucune disposition particulière			

E. Différences régionales

Aucune disposition particulière

F. Document technique de référence supplémentaire

Aucune disposition particulière

PRC-023 – Annexe A

Aucune disposition particulière

PRC-023 – Annexe B

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de groupe de production
2. **Numéro :** PRC-025-1
Objet : Régler les relais de protection sensibles à la charge associés aux *installations* de production de manière à éviter les déclenchements inutiles des groupes de production pendant une perturbation du réseau pour des conditions qui ne posent pas de risque de dommage à l'équipement associé.
3. **Applicabilité :**
 - 3.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 3.1.1. *Propriétaire d'installation de production* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.1.2. *Propriétaire d'installation de transport* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.1.3. *Distributeur* qui utilise des relais de protection sensibles à la charge aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 3.2, *Installations*.
 - 3.2. **Installations :** Les *éléments* suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *système de production-transport d'électricité* (BES), y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :
 - 3.2.1. groupes de production ;
 - 3.2.2. transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU) ;
 - 3.2.3. transformateurs de service auxiliaire de groupe (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service¹ ;
 - 3.2.4. *éléments* qui relient les transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES (ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale) ;
 - 3.2.5. *éléments* utilisés pour regrouper la production de ressources dispersées.

¹ Ces transformateurs, peu importe leur dénomination, servent à fournir l'ensemble de l'alimentation auxiliaire de la centrale lorsque les groupes sont en marche. La perte de ces transformateurs entraîne le retrait du service des groupes de production. Se reporter à la section Principes directeurs et fondements techniques de la norme PRC-025-1 pour plus de détails sur les transformateurs de service auxiliaire de groupe.

4. Contexte :

Après l'analyse d'un bon nombre des perturbations importantes survenues depuis 25 ans dans le réseau électrique interconnecté de l'Amérique du Nord on a découvert que des groupes de production ont déclenché à cause de conditions qui ne présentaient apparemment pas de risque direct pour ces groupes ou pour les équipements associés au cours de la période pendant laquelle le déclenchement s'est produit. Ces déclenchements ont souvent augmenté l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain². Pendant la phase de rétablissement d'une perturbation, la perturbation peut montrer un comportement de « perturbation de tension » où la tension du réseau peut chuter fortement et fluctuer. Afin de soutenir le réseau pendant cette phase transitoire d'une perturbation, la présente norme établit des critères pour que les relais de protection sensibles à la charge soient réglés de façon que les groupes de production individuels puissent fournir de la puissance réactive, dans les limites de leur capacité dynamique, pendant ces périodes transitoires pour aider le réseau à se rétablir de la perturbation de tension. Le déclenchement prématuré ou inutile de groupes de production entraînant la perte de puissance réactive dynamique, aggrave la perturbation de tension et modifie ainsi le caractère de la perturbation du réseau. De plus, la perte de puissance active pourrait déclencher ou exacerber une perturbation de fréquence.

5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* doit appliquer les réglages conformément à l'annexe 1, Réglages des relais, de la norme PRC-025-1 pour chaque relais de protection sensible à la charge, tout en maintenant une protection fiable contre les défauts. [*Facteur de risque(VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

M1. Pour chaque relais de protection sensible à la charge, chaque *propriétaire d'installation de production, propriétaire d'installation de transport et distributeur* doit avoir des pièces justificatives (résumés de calculs, feuilles de chiffrier, rapports de simulation, fiches de réglage, etc.) attestant l'application des réglages conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-025-1 : Réglages des relais.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Tel que défini dans les règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (CEA) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance et de mise en application des normes de fiabilité de la NERC.

² Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, *Interim Report: Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada*, novembre 2003 <http://www.nerc.com/docs/docs/blackout/814BlackoutReport.pdf>

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 justificatives 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 responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité tel qu'indiqué ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

- Le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* et le *distributeur* doivent conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 et la mesure M1 pour les trois années civiles les plus récentes.
- Si un *propriétaire d'installation de production*, un *propriétaire d'installation de transport* ou un *distributeur* est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et présentés par la suite.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformité
Déclaration de non-conformité
Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Élevé	Sans objet	Sans objet	Sans objet .	Le propriétaire d'installation de production, le propriétaire d'installation de transport ou le distributeur n'a pas appliqué les réglages prescrits à l'annexe 1 de la norme PRC-025-1 : Réglages des relais, à un relais de protection sensible à la charge.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Comité sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Subcommittee) de la NERC, juillet 2010, « Power Plant and Transmission System Protection Coordination »
 IEEE C37.102-2006, Guide for AC Generator Protection

PRC-025-1 – Annexe 1 : Réglages des relais

Introduction

La présente norme n'oblige pas le *propriétaire d'installation de production*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* à utiliser les fonctions de protection indiquées au tableau 1.

Chaque *propriétaire d'installation de production*, chaque *propriétaire d'installation de transport* et chaque *distributeur* qui applique des relais de protection sensibles à la charge sur leurs *éléments* listés à l'alinéa 3.2, *Installations*, doit utiliser une des options du tableau 1, Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais (« le Tableau 1 »), pour régler chaque élément de relais de protection sensible à la charge conformément à son application et au type de relais. La tension de barre est liée aux critères pour les diverses applications indiquées au Tableau 1.

Groupes de production

Les valeurs des critères de réglage d'activation de relais pour les groupes synchrones sont établies à partir de la capacité de puissance active brute maximale du groupe, en mégawatts (MW), telle que déclarée au *planificateur de réseau de transport*, et à partir de la capacité de puissance réactive du groupe, en mégavoltampères réactifs (Mvar), selon la valeur en MW calculée d'après la caractéristique assignée du groupe en mégavoltampères (MVA) au facteur de puissance nominal. Si différentes capacités saisonnières sont déclarées, la capacité maximale devra être utilisée aux fins de la présente norme.

Les valeurs des critères de réglage d'activation de relais pour les groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), sont dérivées à partir de la puissance complexe globale maximale de l'installation, en MVA, déclarée au *planificateur de réseau de transport*, y compris les Mvar produits par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive.

Dans le cas d'application où des groupes synchrones et asynchrones sont combinés à un transformateur élévateur de groupe ou sur des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe (GSU) au *réseau de transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES (ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale), les critères de réglage d'activation doivent être déterminés par addition vectorielle des critères de réglage pour chaque type de groupe, et avec la tension de barres qui correspond à l'application et au type de relais du groupe synchrone.

Transformateurs

Les calculs qui tiennent compte du rapport de transformation du transformateur GSU doivent utiliser la prise effectivement appliquée (en service), dans le cas de transformateurs GSU à changeurs de prise à vide (DETC). Si des changeurs de prise en charge (LTC) sont utilisés, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible à la barre de groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance nominale au rapport de transformation du transformateur GSU doit être utilisé.

Les applications dont la topologie est plus complexe, par exemple des groupes de production reliés à un transformateur à enroulements multiples, ne sont pas directement abordées par les critères du tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités avec ces topologies devraient alors régler leurs relais de manière qu'ils n'opèrent pas et ne se déclenchent pas dans les conditions abordées par la présente norme.

Lignes multiples

Les applications qui utilisent une topologie plus complexe, par exemple des lignes multiples qui relient des transformateurs élévateurs de groupe (GSU) au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES (ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale), ne sont pas directement abordés par les critères du Tableau 1. Ces topologies peuvent donner lieu à des transits de puissance complexes, et des simulations peuvent être nécessaires pour éviter, en voulant simplifier les calculs, d'adopter des hypothèses trop prudentes. Les entités avec ces topologies doivent alors régler leurs relais de manière qu'ils n'opèrent pas dans les conditions visées par la présente norme.

Exclusions

La présente norme ne s'applique pas aux systèmes de protection suivants :

- 1 éléments de relais qui sont en service seulement pendant le démarrage ;
- 2 éléments de relais de protection sensibles à la charge qui sont armés seulement lorsque le groupe de production n'est pas relié au réseau (par exemple des éléments de surintensité de circuit non directionnels utilisés en combinaison avec des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts) ;
- 3 éléments de relais de détection de défauts de phase servant à superviser d'autres éléments de distance de phase sensibles à la charge (par exemple pour prévenir tout fonctionnement intempestif en cas de perte de potentiel) pourvu que l'élément de distance soit réglé conformément à la présente norme ;
- 4 éléments de relais de protection qui sont activés seulement en cas de défaillance d'autres éléments de protection (par exemple des éléments de surintensité de courant qui sont activés seulement en cas de perte de potentiel) ;
- 5 éléments de relais de protection utilisés seulement pour des *automatismes de réseau* visés par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale ;
- 6 systèmes de protection qui détectent les surcharges de groupe et qui sont conçus pour agir en coordination avec la capacité court terme du groupe selon une caractéristique inverse extrême réglée pour un délai d'intervention d'au moins 7 secondes à 218 % du courant à pleine charge (par exemple le courant d'armature nominal), et pour prévenir le fonctionnement à moins de 115 % du courant à pleine charge³ ;
- 7 systèmes de protection qui détectent les surcharges de transformateur et qui sont conçus pour intervenir seulement pendant les périodes où l'opérateur a au moins 15 minutes pour répondre aux conditions de surcharge ;

Tableau 1

Le tableau 1 qui commence à la page suivante est structuré et mis en page de manière à aider le lecteur à identifier une option pour un relais de protection donné sensible à la charge.

La première colonne indique l'application (par exemple groupes de production synchrones ou asynchrones, transformateurs élévateurs de groupe, transformateurs de service auxiliaire et *éléments* qui

³ IEEE C37.102-2006, "Guide for AC Generator Protection", article 4.1.1.2.

relient des transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale). Des bandes horizontales bleu foncé sauf l'en-tête qui se répète à chaque page délimitent les diverses applications.

La deuxième colonne présente les relais de protection sensibles à la charge (21, 50, 51, 51V-C, 51V-R ou 67) qui correspondent à l'application de la première colonne. Les démarcations entre les différents types de relais pour une application donnée sont signalées par des bandes horizontales bleu clair. Ces bandes horizontales ne contiennent pas de texte.

La troisième colonne utilise la numérotation alphanumérique des options possibles de réglage des relais de protection sensibles à la charge pour l'application et le type de relais. Une autre bande horizontale bleu clair, plus courte et contenant le mot « OU », signale au lecteur que plusieurs options existent pour déterminer la tension au jeu de barres et les critères de réglage (quatrième et cinquième colonnes, respectivement). Les colonnes « tension de barre » et « critères de réglage d'activation » présentent les critères pour déterminer le réglage approprié.

De plus, le tableau est formaté en mettant une trame de fond qui signale les groupes de relais associés aux applications de groupe asynchrone. Les applications de groupe synchrone et de transformateur de service auxiliaire de groupe ne sont pas tramées. Aussi, des zones tampons intentionnelles sont insérées afin que les options semblables soient présentées autant que possible sur une même page. Il est à noter que pour certaines applications, les options disponibles peuvent s'étendre sur plus d'une page.

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Groupes synchrones, ou <i>éléments</i> utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i>	1a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		1b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
OU					

⁴ Dans le cas d'un transformateur GSU à changeur de prises hors tension (DETC) les calculs qui utilisent le rapport de transformation du transformateur élévateur de groupe doivent utiliser la prise du transformateur qui est effectivement en service. Si des changeurs de prise de charge (LTC) sont utilisés, les calculs doivent tenir compte de la prise qui entraîne la tension la plus faible à la barre du groupe. Si le critère spécifie l'utilisation de l'impédance du transformateur GSU, l'impédance de la plaque signalétique pour le rapport d'enroulement nominal du transformateur GSU doit être utilisé.

PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

		1c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance réactive brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Groupes synchrones, ou éléments utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) ou (51V-R) – à retenue de tension	2a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		2b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la valeur en MW établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		2c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la capacité brute en MW déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ou; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance réactive brute maximale produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	

Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) – asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)	3	<p>Tension de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur</p> <p>La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe</p>
Début d'une autre application ci-après			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur), ou <i>éléments</i> utilisés pour le regroupement de la production de ressources dispersées	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i>	4	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance inscrite à la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) ou (51V-R) – à retenue de tension	5	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51V-C) – asservi à la tension (configuré pour fonctionner en fonction de la tension)	6	Tension de barre du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	La consigne de tension doit être réglée au-dessous de 75 % de la tension calculée au jeu de barres du groupe

Début d'une autre application à la page suivante

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs éleveurs de groupe reliés à des groupes synchrones	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur éleveur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 14.	7a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur éleveur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		7b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur éleveur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance inscrite à la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
OU					

		7c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs élevateurs reliés à des groupes synchrones	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur élevateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 15	8a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		8b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		8c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Transformateurs éleveurs reliés à des groupes synchrones	Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur éleveur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 16	9a	Tension de barres du groupe correspondant à 0,95 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur éleveur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		9b	Tension calculée au jeu de barres du groupe correspondant à 0,85 p.u. de la tension nominale aux bornes côté haute tension du transformateur éleveur (y compris le rapport de transformation et l'impédance)	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 150 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
OU					

		9c	Tension simulée au jeu de barres du groupe correspondant à la puissance réactive maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 17	10	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 18	11	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport de transformation du transformateur élévateur, pour les relais à surintensité de courant installés sur le côté basse tension	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Transformateurs élévateurs reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris les installations avec onduleur)	Relais de phase directionnel temporisé à surintensité de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté basse tension du transformateur élévateur Si le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur GSU, utiliser l'option 19	12	Tension au jeu de barres du groupe correspondant à 1,0 p.u. de la tension nominale côté haute tension, multipliée par le rapport du transformateur élévateur	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Début d'une autre application ci-après				
Transformateurs de service auxiliaire de groupe de production (UAT)	Relais de phase temporisé à surintensité de courant (51) – aux bornes côté haute tension du transformateur de service auxiliaire, le déclenchement du relais entraînant la mise hors circuit du groupe associé	13a	1,0 p.u. de la tension nominale des enroulements du transformateur de service auxiliaire	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique maximale (en MVA) du transformateur de service auxiliaire
		OU		
		13b	Tension au jeu de barres du transformateur de service auxiliaire correspondant au courant mesuré	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 150 % du courant mesuré du transformateur de service auxiliaire à la capacité de puissance active brute maximale du groupe déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i>
Début d'une autre application à la page suivante				

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des	Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 7	14a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 115 % des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal

		OU	
		14b	<p>Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ</p>
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Éléments qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 8	15a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		15b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais					
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation	
Éléments qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces éléments pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés à des groupes synchrones	Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 9	16a	0,85 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 120 % de la puissance combinée (en MW) établie à partir de la puissance de la plaque signalétique du groupe en MVA au facteur de puissance nominal	
		OU			
		16b	Tension simulée de la ligne correspondant à la <i>puissance réactive</i> maximale produite pendant le forçage de champ en réponse à une tension nominale de 0,85 p.u. aux bornes côté haute tension du transformateur élévateur avant le forçage de champ	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 115 % du courant calculé à partir des valeurs suivantes : 1) Puissance active produite – 100 % de la puissance active brute combinée déclarée au <i>planificateur de réseau de transport</i> ; et 2) Puissance réactive produite – 100 % de la puissance brute combinée maximale (en Mvar) produite en conditions de forçage de champ, déterminée par simulation	
Début d'une autre application ci-après					

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Relais de distance de phase (21) – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 10</p>	17	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément d'impédance doit être réglé en dessous de l'impédance calculée à partir de 130 % de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	<p>Suite de la même application avec un autre type de relais ci-après</p>			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension au jeu de barre ⁴	Critères de réglage des relais
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU de groupe de production au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Élément de surveillance de phase à surintensité de courant (50) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – côté haute tension du transformateur GSU ; ou relais de phase temporisé à maximum de courant (51) – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 11</p>	18	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
	Suite de la même application avec un autre type de relais à la page suivante			

Tableau 1 – Critères d'évaluation de la capacité de charge des relais				
Application	Type de relais	Option	Tension de barre ⁴	Critères de réglage d'activation
<p><i>Éléments</i> qui relient des transformateurs GSU au réseau de <i>transport</i> et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale électrique du <i>BES</i> (ces <i>éléments</i> pouvant aussi alimenter des charges de centrale électrique) – reliés uniquement à des groupes asynchrones (y compris des installations avec onduleur)</p>	<p>Élément directionnel de surveillance de phase à surintensité de courant (67) – associé à des systèmes sensibles au courant et à fonctions de communication, avec déclenchement en cas de perte de communication – directionnel vers le réseau de <i>transport</i> – côté haute tension du transformateur élévateur ; ou relais de phase directionnel temporisé à maximum de courant (67) – côté haute tension du transformateur GSU</p> <p>Si le relais est installé sur le côté basse tension du transformateur GSU, utiliser l'option 12</p>	19	1,0 p.u. de la tension nominale de la ligne	L'élément de surintensité doit être réglé à plus de 130 % du courant calculé à partir de la puissance de la plaque signalétique combinée maximale (en MVA) au facteur de puissance nominal (y compris la puissance réactive produite par tout dispositif statique ou dynamique de puissance réactive)
Fin du tableau 1				

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à la norme pour exposer le justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces boîtes de texte a été transféré dans cette section.

Justification pour E1

L'exigence E1 est une exigence basée sur le risque qui exige de l'entité responsable de prendre en considération chaque relais de protection visé par la norme et d'y appliquer un réglage approprié, d'après ses calculs ou une simulation, pour les conditions indiquées à l'annexe 1.

Les critères de l'annexe 1 représentent des conditions de courte durée pendant lesquelles des *installations* de production sont capables de fournir au réseau de la puissance réactive, et ont été mises hors circuit dans le passé, aggravant ainsi les perturbations dans réseau.

L'expression « tout en maintenant une protection fiable contre les défauts » de l'exigence E1 indique que l'entité responsable doit se conformer à la présente norme tout en respectant ses objectifs de protection. Pour de plus amples renseignements, consulter l'introduction de la section Principes directeurs et fondements techniques.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	15 août 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouvelle norme

Norme PRC-025-1 — Capacité de charge des relais de groupes de production

Annexe QC-PRC-025-1

Dispositions particulières de la norme PRC-025-1 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de groupes de production

2. **Numéro :** PRC-025-1

Objet : Aucune disposition particulière

3. **Applicabilité :**

3.1. **Entités fonctionnelles :**

Aucune disposition particulière

3.2. **Installations :** Les éléments suivants associés aux groupes de production et aux centrales du *réseau de transport principal* (RTP), y compris les groupes et les centrales désignés comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge du réseau de l'*exploitant de réseau de transport* :

3.2.1. aucune disposition particulière ;

3.2.2. aucune disposition particulière ;

3.2.3. aucune disposition particulière ;

3.2.4. *éléments* qui relient les transformateurs GSU au réseau de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du RTP (*ces éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale) ;

3.2.5. aucune disposition particulière.

3.3. **Exemptions :** Les installations de production qui ne sont pas raccordées au RTP sont exemptées de l'application de la présente norme.

4. **Contexte**

Aucune disposition particulière

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

1.1. **Responsable de la surveillance de l'application des normes**

Norme PRC-025-1 — Capacité de charge des relais de groupes de production

Annexe QC-PRC-025-1

Dispositions particulières de la norme PRC-025-1 applicables au Québec

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

PRC-025-1 – Annexe 1 Réglages des relais

Aucune disposition particulière

Tableau 1

Aucune disposition particulière

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date d'adoption	Intervention	Suivi des modifications
0	xx-mois-201x	Nouvelle annexe	Nouvelle