

**Normes de fiabilité
(version française)**

A. Introduction

1. **Titre :** **Maîtrise de la végétation – Réseau de transport**
2. **Numéro :** **FAC-003-5**
3. **Objet :** Maintenir la fiabilité du réseau de transport d'électricité en utilisant une stratégie de défense en profondeur pour maîtriser la végétation située dans les *emprises* de lignes de transport et pour limiter les empiètements par la végétation située en bordure de l'*emprise*, et ainsi prévenir les risques de déclenchements liés 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 :** *Installations* définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), notamment celles qui traversent des terres détenues par une entité fédérale¹, étatique, provinciale, publique, privée ou autochtone :
 - 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 et désignée par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme une *installation* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification ;
 - 4.2.3. chaque ligne de transport aérienne exploitée à moins de 200 kV et désignée par le Western Electricity Coordinating Council (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 indiquée ci-dessus (4.2.1 à 4.2.3) qui se trouve à l'extérieur de la zone clôturée de la cour de sectionnement ou du poste ainsi que n'importe quelle portion de la portée d'une ligne de transport qui franchit la clôture du poste.
 - 4.3. **Installations de production :** *Installations* définies ci-dessous (appelées « lignes visées »), notamment celles qui traversent des terres détenues par une entité fédérale², étatique, provinciale, publique, privée ou autochtone :

4.3.1. lignes de transport aériennes 1) qui s'étendent sur plus de 1,609 km au-delà de la zone clôturée d'un poste de départ d'une centrale jusqu'au point de raccordement à une *installation d'un propriétaire d'installation de transport* ou 2) qui n'ont pas une vue directe³ à partir de la clôture du poste de départ d'une centrale jusqu'au point de raccordement à une *installation d'un propriétaire d'installation de transport*, et qui 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* ou le *planificateur de réseau de transport*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme une *installation* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification ; 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*.

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

6. Contexte : Cette norme fait appel à trois types d'exigences qui prévoient des couches de protection pour prévenir les déclenchements liés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascade* :

- a) Exigence basée sur la performance – Définit un objectif ou un résultat particulier à atteindre en matière de fiabilité. Dans sa plus simple expression, une exigence basée sur les résultats comprend quatre éléments : *qui, dans quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quelle performance ou quel résultat particulier dans le système électrique interconnecté ?*
- b) Exigence basée sur le risque – Exigence préventive visant à réduire les risques de défaillance à des niveaux de tolérance acceptables. Une exigence de fiabilité basée sur le risque doit être formulée ainsi : *qui, dans quelles conditions (le cas échéant), doit effectuer quelle action, pour atteindre quel résultat ou quel effet particulier qui réduit un risque reconnu pour la fiabilité du système électrique interconnecté ?*
- c) Exigence 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 la compétence doit être formulée ainsi : *qui, dans quelles conditions (le cas échéant), doit avoir quelle compétence pour atteindre quel résultat ou quel effet*

1. EPC Act 2005, section 1211c : Access Approvals by Federal Agencies.

2. Idem.

3. « Vue directe » signifie la distance jusqu'à laquelle l'élément peut être vu par une personne normale sans instrument spécial (jumelles, télescope, lunette d'approche, etc.) par temps clair.

particulier ou pour réduire un risque concernant la fiabilité du système électrique interconnecté ?

La stratégie de défense en profondeur pour l'élaboration 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 mutuellement. Les *normes de fiabilité* ne doivent pas être considérées comme une compilation d'exigences indépendantes, mais plutôt comme faisant partie d'un portefeuille d'exigences visant à réaliser une stratégie globale de défense en profondeur et compatibles avec les objectifs de qualité d'une *norme de fiabilité*.

Cette norme fait appel à 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 son empiètement dans la zone de dégagement nécessaire pour éviter un arc électrique (E1 et E2) ;
- en exigeant la documentation des stratégies, des procédures, des procédés et des spécifications utilisés pour maîtriser la végétation afin d'éviter des conditions potentielles d'arc électrique, en tenant compte 1) du mouvement dynamique des conducteurs et 2) de l'interrelation entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes de maîtrise et la fréquence des inspections (E3) ;
- en exigeant d'aviser au moment opportun les centres de contrôle concernés des conditions de végétation qui pourraient causer un arc électrique à tout moment (E4) ;
- en exigeant des actions correctives afin que les distances de dégagement pour les arcs électriques ne soient pas dépassées en raison de contraintes de travail comme des injonctions de tribunal (E5) ;
- en exigeant des inspections annuelles de l'état de la végétation (E6) ; et
- en exigeant que les travaux annuels nécessaires pour prévenir les arcs électriques soient effectués (E7).

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

- Exigences basées sur la performance : E1 et E2
- Exigences basées sur la compétence : E3
- Exigences basées sur le risque : E4, E5, E6 et E7

L'exigence E3 sert de première ligne de défense en faisant en sorte 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 ligne de défense en demandant que les entités mettent en œuvre leurs plans et maîtrisent la végétation. L'exigence E6, qui prescrit des inspections, peut autant faire partie de la première ligne de défense (comme intrant aux stratégies et aux plans) que de la troisième ligne de défense (en tant que vérification des première et deuxième lignes de défense). L'exigence E4 sert de dernière ligne de défense, pour les 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. Le respect des 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, étatiques, provinciaux, publics ou privés, ou qu'il s'agisse de concessions, de servitudes ou de terres détenues en fief, permettra de réduire et de gérer le risque. Pour les besoins de la norme, l'expression « terres publiques » inclut les terrains d'une municipalité, d'un village, d'une ville ou de diverses 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 ligne à l'intérieur du périmètre d'un poste électrique.

Cette norme se concentre sur les lignes de transport afin de prévenir les pannes causées par 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 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 d'électricité.

Puisque la croissance de la végétation est constante et continue, une végétation non maîtrisée présente un risque accru de panne, notamment lorsque de nombreuses lignes de transport sont exploitées près de leurs *caractéristiques assignées*. Cela peut présenter un risque considérable de pannes de ligne successives lorsque les lignes présentent un fléchissement important, menant ainsi à des *déclenchements en cascade*. Lorsque la première ligne tombe en panne, le transfert du courant vers les autres lignes ou l'augmentation des charges du réseau entraîneront la panne d'une deuxième ligne et d'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 (par exemple la chute d'arbres 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 lorsque le réseau est 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'événement sont très peu susceptibles de causer des défaillances de grande envergure du réseau électrique. C'est pourquoi cette norme accorde la priorité absolue à la maîtrise de la végétation pour empêcher le développement indu de la végétation.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *propriétaire d'installation de production visé* doit maîtriser la végétation pour prévenir les types ci-dessous d'empiètement sur les *distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)* de ses lignes visées qui sont exploitées à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées* et de toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*⁴ :
- [Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- 1.1. un empiètement sur la *MVCD* indiquée au tableau 2 de la norme FAC-003, observé en *temps réel*, sans *déclenchement définitif* lié à la végétation⁵ ;
 - 1.2. un empiètement dû à une chute à l'intérieur de l'*emprise* qui a causé un *déclenchement définitif* lié à la végétation⁶ ;
 - 1.3. 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* lié à la végétation⁷ ;
 - 1.4. un empiètement sur la *MVCD* dû à la croissance de la végétation qui a causé un *déclenchement définitif* lié à la végétation⁸.
- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *propriétaire d'installation de production visé* a les pièces justificatives attestant qu'il a maîtrisé la végétation pour prévenir l'empiètement sur la *MVCD*, conformément à l'exigence E1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : attestations datées, rapports datés ne faisant état d'aucun *déclenchement définitif* associé à des empiètements des types 2 à 4 ci-dessus, ou documents confirmant l'absence d'observations en temps réel d'empiètements sur une *MVCD*. (E1)
- E2.** [Réservé pour utilisation future]
- M2.** [Réservé pour utilisation future]
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *propriétaire d'installation de production visé* doit avoir des stratégies, 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 :
- [Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification à long terme]

-
4. Cette 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* assujetti à cette *norme de fiabilité*, notamment 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 (selon la définition établie 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, ainsi que 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 visé* ou du *propriétaire d'installation de production visé* d'exercer toutes ses servitudes légales dans l'*emprise*.
 5. Si 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 empiètement de la végétation à l'intérieur de la *MVCD* est survenu à cause de la végétation présente à l'intérieur de l'*emprise*, on doit considérer que cela équivaut à une observation en *temps réel*.
 6. Plusieurs *déclenchements définitifs* d'une seule ligne, s'ils sont causés par la même végétation, seront signalés comme une seule panne, quel que soit le nombre de pannes, à l'intérieur d'une période de 24 heures.
 7. Idem.
 8. Idem.

- 3.1. le mouvement des conducteurs des 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.
- M3.** Les stratégies, 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* peuvent prévenir l'empiètement sur la MVCD en tenant compte des facteurs indiqués à l'exigence. (E3)
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *propriétaire d'installation de production visé* doit, sans délai intentionnel, aviser le centre de contrôle ayant autorité sur les manœuvres pour les lignes associées visées lorsque le *propriétaire d'installation de transport visé* et le *propriétaire d'installation de production visé* a confirmé l'existence de conditions liées à la végétation qui pourraient causer un défaut à tout moment.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *propriétaire d'installation de production visé* qui a une condition confirmée liée à la végétation pouvant causer un défaut à tout moment doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a avisé le centre de contrôle ayant autorité sur les manœuvres pour la ligne de transport associée visée, sans délai intentionnel. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux du centre de contrôle, enregistrements vocaux, ordres de manœuvres, ordres de dégagement et bons de travail subséquents. (E4)
- E5.** Lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport visé* et un *propriétaire d'installation de production visé* sont 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, le *propriétaire d'installation de transport visé* ou le *propriétaire d'installation de production visé* doit prendre des mesures correctives pour assurer la maîtrise continue de la végétation afin de prévenir les empiètements.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *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. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : bons de travail initialement planifiés, documentation relative aux contraintes de la part de propriétaires fonciers, ordonnances d'un tribunal, dossiers d'inspection d'une surveillance accrue, documentation d'une réduction des *caractéristiques assignées* des lignes, ordres de travaux révisés, factures ou pièces justificatives attestant que la ligne était hors charge. (E5)

- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *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 – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.) au moins une fois par année civile, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections de la même *emprise*⁹.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *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*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : bons de travail complétés et datés, factures datées ou dossiers d'inspection datés. (E6)
- E7.** Chaque *propriétaire d'installation de transport visé* ou *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 des inspections 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 fait 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 utilisant l'unité choisie : circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.). Exemples de motifs justifiant la modification du plan annuel :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 7.1.** changement des taux de croissance ou des facteurs environnementaux attendus ;
 - 7.2.** circonstances indépendantes de la volonté d'un *propriétaire d'installation de transport visé* ou d'un *propriétaire d'installation de production visé*¹⁰ ;
 - 7.3.** révision du calendrier de travail entre les saisons de croissance ;
 - 7.4.** disponibilité de l'équipe de travail ou de l'entrepreneur ou ententes d'assistance mutuelle ;
 - 7.5.** travail hautement prioritaire imprévu ;
 - 7.6.** conditions météorologiques ou accessibilité ;
 - 7.7.** retards dans l'obtention des autorisations nécessaires ;
 - 7.8.** changement de propriétaire foncier ou modification de la vocation d'un terrain par le propriétaire foncier ;

9. Lorsque le *propriétaire d'installation de transport visé* ou le *propriétaire d'installation de production visé* est empêché d'effectuer la *surveillance de la végétation* dans les délais précisés à l'exigence E6 en raison d'un désastre naturel, il se voit accorder une prolongation de délai égale à la durée de cet empêchement.

10. Les circonstances indépendantes de la volonté du *propriétaire d'installation de transport visé* ou du *propriétaire d'installation de production visé* comprennent notamment les désastres naturels comme 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.

7.9. technologies émergentes.

- M7.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a complété son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : copie du plan de travail annuel complété (tel que modifié), bons de travail datés, factures datées ou dossiers d'inspection datés. (E7)

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

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

- Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité avec les exigences E1, E3, E5, E6 et E7 pendant trois années civiles.
- Le *propriétaire d'installation de transport* visé et le *propriétaire d'installation de production* visé doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité avec l'exigence E4 et à 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.
- Si un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période de temps indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

1.3. Programme de surveillance de la conformité

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

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 doivent soumettre un rapport trimestriel à leur *entité régionale*, ou à l'organisme désigné par l'*entité régionale*, indiquant tous les *déclenchements définitifs* des lignes visées exploitées suivant leurs *caractéristiques assignées* et leurs *conditions d'exploitation électriques assignées* tels que déterminés 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 des exclusions indiquées dans la note de bas de page 4, et comprenant 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 dans une des catégories suivantes :

- Catégorie 1A – Croissance : *déclenchements définitifs* causés par la croissance de la végétation près des lignes visées qui sont désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*, et dus à 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 désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, et dus à 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 désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, 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 désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du

système de production-transport d'électricité pour un événement de planification, 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 dus au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui sont désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.
- Catégorie 4B – Contacts dus au vent : *déclenchements définitifs* causés par un contact dû au vent, entre la végétation et les lignes visées qui ne sont pas désignées par le *coordonnateur de la planification*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, à partir de l'intérieur de l'*emprise*.

L'*entité régionale* déclarera 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 par l'*entité régionale* en conséquence de tout *déclenchement définitif* signalé.

Niveaux de gravité de la non-conformité (tableau 1)

Ex.	Tableau 1 : Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.			<p>L'entité responsable n'a pas maîtrisé la végétation afin de prévenir l'empiétement sur la <i>MVCD</i> d'une ligne désignée à l'alinéa 4.2 ou 4.3 de la section Applicabilité, et l'empiétement sur la <i>MVCD</i> indiquée au tableau 2 de la norme FAC-003-5 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 <i>MVCD</i> d'une ligne désignée à l'alinéa 4.2 ou 4.3 de la section Applicabilité, et un <i>déclenchement définitif</i> lié 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 de la végétation.
E2. Réservé pour utilisation future				

Ex.	Tableau 1 : Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3.		L'entité responsable a des stratégies, des procédures, des procédés ou des spécifications documentés, mais n'a pas tenu compte des relations entre le taux de croissance de la végétation, les méthodes d'intervention et la fréquence des inspections, pour les lignes visées de cette entité responsable. (Exigence E3, alinéa 3.2)	L'entité responsable a des stratégies, des procédures, 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, alinéa 3.1)	L'entité responsable n'a pas de stratégies, de procédures, de procédés ou de spécifications documentés pour prévenir l'empiétement de la végétation sur la <i>MVCD</i> des lignes visées de cette entité responsable.
E4.			L'entité responsable a subi une menace réelle liée à la végétation et a avisé le centre de contrôle ayant 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 ayant autorité sur les manœuvres pour cette ligne visée.
E5.				L'entité responsable n'a pas pris les mesures correctives lorsqu'elle était dans l'impossibilité d'effectuer les travaux planifiés sur la végétation pour une ligne assujettie qui était potentiellement mise à risque.
E6.	L'entité responsable a omis d'inspecter 5 % ou moins de ses lignes visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.).	L'entité responsable a omis d'inspecter plus de 5 %, mais au plus 10 % de ses lignes visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.).	L'entité responsable a omis d'inspecter plus de 10 %, mais au plus 15 % de ses lignes visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.).	L'entité responsable a omis d'inspecter plus de 15 % de ses lignes visées (mesurées en utilisant l'unité de son choix – circuits, regroupements de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.).

Ex.	Tableau 1 : Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7.	L'entité responsable a omis de compléter 5 % ou moins de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées (tel que finalement modifié).	L'entité responsable a omis de compléter plus de 5 %, mais au plus 10 % de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées (tel que finalement modifié).	L'entité a omis de compléter plus de 10 %, mais au plus 15 % de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées (tel que finalement modifié).	L'entité responsable a omis de compléter plus de 15 % des travaux prévus de son plan annuel de travail de maîtrise de la végétation pour ses lignes visées (tel que finalement modifié).

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents pertinents

- Plan de mise en œuvre de la norme FAC-003-4

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	20 janvier 2006	<ol style="list-style-type: none"> 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. 	Nouvelle version
1	4 avril 2007	Approbation réglementaire – Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle version
2	3 novembre 2011	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle version

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2	21 mars 2013	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme FAC-003-2 (ordonnance 777). L'Ordonnance 777 de la FERC, publiée le 21 mars 2013, demande à la NERC « d'effectuer ou de faire effectuer par un tiers des essais afin d'obtenir des données empiriques, puis de présenter à la Commission un rapport sur les résultats de ces essais ¹¹ ».	Révisions
2	9 mai 2013	Le Conseil d'administration de la NERC adopte la modification des facteurs de risque de non-conformité par l'augmentation du facteur de risque de non-conformité pour l'exigence E2 de « moyen » à « élevé ».	Révisions
3	9 mai 2013	Adoption de la FAC-003-3 par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions
3	19 septembre 2013	Une ordonnance de la FERC a été émise le 19 septembre 2013 approuvant la norme FAC-003-3. Cette norme est entrée en vigueur le 1 ^{er} juillet 2014 pour les <i>propriétaires d'installation de transport</i> . Pour les <i>propriétaires d'installation de production</i> , l'exigence E3 est devenue applicable le 1 ^{er} janvier 2015 et toutes les autres exigences (E1, E2, E4, E5, E6, E7) sont devenues applicables le 1 ^{er} janvier 2016.	Révisions
3	22 novembre 2013	Mise à jour du facteur de risque de non-conformité pour l'exigence E2 de « moyen » à « élevé » par une décision finale émise par la FERC.	Révisions
3	30 juillet 2014	Transfert de 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 à son plan de mise en œuvre.	Révisions
4	11 février 2016	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC. Ajustement des valeurs de <i>MVCD</i> du tableau 2 pour les réseaux à courant alternatif, d'après les conclusions du rapport présenté le 12 août 2015 dans le dossier RM12-4-002, conformément à la demande de l'Ordonnance 777 de la FERC, concernant les résultats d'essai empiriques sur les distances de dégagement électrique entre les conducteurs et la végétation.	Révisions

11. Revisions to Reliability Standard for Transmission Vegetation Management, Ordonnance 777, 142 FERC ¶ 61,208 (2013).

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
4	9 mars 2016	Correction de la numérotation : l'alinéa 7.10 est devenu la mesure M7. Correction d'une valeur au tableau 2, qui est passée de 0,07 à 0,7.	Erratum
4	26 avril 2016	Lettre d'ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-003-4 (dossier RD16-4-000).	
5	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration.	Révisions

FAC-003 – Tableau 2 – Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)¹²
 Pour des tensions à courant alternatif (pieds)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)†	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ¹³	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	MVCD (pieds) Plus de 11 000 pi à 12 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 12 000 pi à 13 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 13 000 pi à 14 000 pi	MVCD (pieds) Plus de 14 000 pi à 15 000 pi
765	800	11,6 pi	11,7 pi	11,9 pi	12,1 pi	12,2 pi	12,4 pi	12,6 pi	12,8 pi	13,0 pi	13,1 pi	13,3 pi	13,5 pi	13,7 pi	13,9 pi	14,1 pi	14,3 pi
500	550	7,0 pi	7,1 pi	7,2 pi	7,4 pi	7,5 pi	7,6 pi	7,8 pi	7,9 pi	8,1 pi	8,2 pi	8,3 pi	8,5 pi	8,6 pi	8,8 pi	8,9 pi	9,1 pi
345	362 ¹⁴	4,3 pi	4,3 pi	4,4 pi	4,5 pi	4,6 pi	4,7 pi	4,8 pi	4,9 pi	5,0 pi	5,1 pi	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi	5,5 pi	5,6 pi	5,7 pi
287	302	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi	5,5 pi	5,6 pi	5,7 pi	5,8 pi	5,9 pi	6,1 pi	6,2 pi	6,3 pi	6,4 pi	6,5 pi	6,6 pi	6,8 pi	6,9 pi
230	242	4,0 pi	4,1 pi	4,2 pi	4,3 pi	4,3 pi	4,4 pi	4,5 pi	4,6 pi	4,7 pi	4,8 pi	4,9 pi	5,0 pi	5,1 pi	5,2 pi	5,3 pi	5,4 pi
161	169	2,7 pi	2,7 pi	2,8 pi	2,9 pi	2,9 pi	3,0 pi	3,0 pi	3,1 pi	3,2 pi	3,3 pi	3,3 pi	3,4 pi	3,5 pi	3,6 pi	3,7 pi	3,8 pi
138	145	2,3 pi	2,3 pi	2,4 pi	2,4 pi	2,5 pi	2,5 pi	2,6 pi	2,7 pi	2,7 pi	2,8 pi	2,8 pi	2,9 pi	3,0 pi	3,0 pi	3,1 pi	3,2 pi
115	121	1,9 pi	1,9 pi	1,9 pi	2,0 pi	2,0 pi	2,1 pi	2,1 pi	2,2 pi	2,2 pi	2,3 pi	2,3 pi	2,4 pi	2,5 pi	2,5 pi	2,6 pi	2,7 pi
88	100	1,5 pi	1,5 pi	1,6 pi	1,6 pi	1,7 pi	1,7 pi	1,8 pi	1,8 pi	1,8 pi	1,9 pi	1,9 pi	2,0 pi	2,0 pi	2,1 pi	2,2 pi	2,2 pi
69	72	1,1 pi	1,1 pi	1,1 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,2 pi	1,3 pi	1,3 pi	1,3 pi	1,4 pi	1,4 pi	1,4 pi	1,5 pi	1,6 pi	1,6 pi

† Tableau 2 – Valeurs MVCD à un facteur d'intervalle de 1,0 en unités américaines courantes, tirées du rapport de l'EPRI déposé auprès de la FERC le 12 août 2015. (Les valeurs entre 14 000 et 15 000 pieds ont été présentées plus tard par l'EPRI dans un tableau 2 mis à jour, le 1^{er} décembre 2015, joint à la demande visant la norme FAC-003-4 présentée à la FERC.)

12. Les distances de ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.
13. 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.
14. Les changements dans les facteurs de surtension transitoire dans les calculs sont la cause de l'abaissement des MVCD pour les tensions de 345 kV et plus. Pour plus de détails, se reporter aux pages 29 à 31 de la section Information complémentaire.

FAC-003 – Tableau 2 (suite) – Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)¹⁵
 Pour des tensions à courant alternatif (mètres)

Tension (c.a.) nominale du réseau (kV)†	Tension (c.a.) maximale du réseau (kV) ¹⁶	MVCD (mètres) Du niveau de la mer jusqu'à 153 m	MVCD (mètres) Plus de 153 m à 305 m	MVCD (mètres) Plus de 305 m à 610 m	MVCD (mètres) Plus de 610 m à 915 m	MVCD (mètres) Plus de 915 m à 1 220 m	MVCD (mètres) Plus de 1 220 m à 1 524 m	MVCD (mètres) Plus de 1 524 m à 1 829 m	MVCD (mètres) Plus de 1 829 m à 2 134 m	MVCD (mètres) Plus de 2 134 m à 2 439 m	MVCD (mètres) Plus de 2 439 m à 2 744 m	MVCD (mètres) Plus de 2 744 m à 3 048 m	MVCD (mètres) Plus de 3 048 m à 3 353 m	MVCD (mètres) Plus de 3 353 m à 3 657 m	MVCD (mètres) Plus de 3 657 m à 3 962 m	MVCD (mètres) Plus de 3 962 m à 4 268 m	MVCD (mètres) Plus de 4 268 m à 4 572 m
765	800	3,6 m	3,6 m	3,6 m	3,7 m	3,7 m	3,8 m	3,8 m	3,9 m	4,0 m	4,0 m	4,1 m	4,1 m	4,2 m	4,2 m	4,3 m	4,4 m
500	550	2,1 m	2,2 m	2,2 m	2,3 m	2,3 m	2,3 m	2,4 m	2,4 m	2,5 m	2,5 m	2,5 m	2,6 m	2,6 m	2,7 m	2,7 m	2,7 m
345	362 ¹⁷	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m	1,5 m	1,5 m	1,5 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,7 m	1,7 m	1,8 m
287	302	1,6 m	1,6 m	1,7 m	1,7 m	1,7 m	1,7 m	1,8 m	1,8 m	1,9 m	1,9 m	1,9 m	2,0 m	2,0 m	2,0 m	2,1 m	2,1 m
230	242	1,2 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,3 m	1,4 m	1,4 m	1,4 m	1,5 m	1,5 m	1,5 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m	1,6 m
161	169	0,8 m	0,8 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,0 m	1,1 m	1,1 m	1,1 m	1,1 m
138	145	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	0,9 m	1,0 m	1,0 m
115	121	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,7 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m	0,8 m
88	100	0,4 m	0,4 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,6 m	0,7 m	0,7 m
69	72	0,3 m	0,3 m	0,3 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,4 m	0,5 m	0,5 m	0,5 m

† Valeurs MVCD à un facteur d'intervalle de 1,0 en unités américaines courantes, tirées du rapport de l'EPRI déposé auprès de la FERC le 12 août 2015. (Les valeurs entre 14 000 et 15 000 pieds ont été présentées plus tard par l'EPRI dans un tableau 2 mis à jour, le 1^{er} décembre 2015, joint à la demande visant la norme FAC-003-4 présentée à la FERC.)

15. Les distances de ce tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.
16. 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.
17. Les changements dans les facteurs de surtension transitoire dans les calculs sont la cause de l'abaissement des MVCD pour les tensions de 345 kV et plus. Pour plus de détails, se reporter aux pages 29 à 31 de la section Information complémentaire.

TABLEAU 2 (SUITE) — Distances de dégagement minimales de la végétation (MVCD)¹⁸
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)

18. Les distances de tableau représentent les distances minimales requises pour éviter l'arc électrique ; toutefois, des pratiques prudentes de maîtrise de la végétation préconisent des distances nettement plus grandes lors des opérations de maîtrise de la végétation.

Principes directeurs et fondements techniques

Dates d'entrée en vigueur

La section Conformité contient du texte type employé dans la plupart des normes NERC pour couvrir de façon générale la date d'entrée en vigueur et s'applique à la grande majorité des situations. Un cas spécial couvre les dates de mise en vigueur pour 1) les lignes qui deviennent assujetties à la norme pour la première fois et 2) les lignes dont l'applicabilité change dans le cadre de la norme.

Ce cas spécial est nécessaire parce que les *coordonnateurs de la planification* ou les *planificateurs de réseau de transport* pourraient désigner des lignes à moins de 200 kV, d'après leur *évaluation de la planification pour l'horizon de planification du transport à court terme* ou leur évaluation de la *capacité de transfert*, comme des *installations* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification au cours d'une année de planification (PY) future. Par exemple, des études réalisées par le *coordonnateur de la planification* en 2015 pourraient déterminer une ligne qui aura cette désignation à compter de l'année de planification 2025, 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. 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* visé ou au *propriétaire d'installation de production* visé de mettre en place les préparatifs pour assurer la conformité avec la norme pour cette ligne. Une ligne exploitée à moins de 200 kV et désignée par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*, d'après son *évaluation de la planification pour l'horizon de planification du transport à court terme* ou son évaluation de la *capacité de transfert* (*coordonnateur de la planification seulement*) comme une *installation* dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour un événement de planification, 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.

<u>Date où l'étude de planification est complétée</u>	<u>Année de planification où la ligne deviendra un élément désigné</u>	<u>Date d'entrée en vigueur la plus tardive des dates 1 et 2</u>		
		<u>Date 1</u>	<u>Date 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

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 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 couloir du point de vue technique. Les registres de maîtrise de la végétation antérieurs à l'année 2007 sont pris en compte dans la définition actuelle 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 qu'il existe des pièces justificatives dans les dossiers de maîtrise de la végétation qui font mention qu'une largeur a en fait été maintenue avant que cette norme 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 aient été 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 devienne obligatoire.

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 des équipements et de la végétation. Cela permet d'améliorer potentiellement l'efficacité, particulièrement pour les lignes où il y a peu de végétation ou dont le taux de croissance de la végétation est faible.

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 de l'équation 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 haute tension permettra de prévenir l'amorçage d'un arc électrique. Voir ci-après le texte explicatif sur l'exigence E3 et la figure 1 qui l'accompagne. Le tableau 2 de la présente *norme* fournit les *MVCD* pour diverses tensions et altitudes. Ce tableau est fondé sur des données d'essais empiriques, selon la demande de la FERC dans son Ordonnance 777.

Projet 2010-07.1 – Valeurs *MVCD* ajustées selon les essais de l'EPRI

Dans son Ordonnance 777, la FERC demandait à la NERC de procéder à des essais afin de recueillir des données empiriques pour valider le facteur d'intervalle approprié à utiliser dans l'équation de Gallet aux fins du calcul des *MVCD*, plus spécifiquement le facteur d'intervalle pour les distances de dégagement entre les conducteurs et la végétation (voir l'Ordonnance 777, par. 60). La NERC a mis sur pied un projet de recherche en collaboration avec l'industrie et en a confié l'exécution à l'EPRI. En janvier 2014, la NERC a formé un groupe consultatif afin d'aider à établir le mandat du projet. Cette équipe a fourni l'expertise pertinente pour mettre au point le programme d'essais, surveiller les essais et valider l'analyse et les conclusions à formuler dans un rapport final. L'équipe consultative regroupait du personnel de la NERC, des arboriculteur et des membres de l'industrie ayant des compétences très variées en ingénierie du transport, en coordination de l'isolement et en maîtrise de la végétation. La

campagne d'essais a commencé en avril 2014 et s'est poursuivie jusqu'en octobre 2014 ; la dernière série d'essais s'est terminée en mai 2015. À partir des résultats de ces essais conduits par l'EPRI, et en accord avec le rapport déposé dans le dossier RM12-4-000 de la FERC, le facteur d'intervalle utilisé dans l'équation de Gallet a dû être rajusté, passant de 1,3 à 1,0. Il en a résulté des *MVCD* plus élevées pour toutes les tensions alternatives de réseau étudiées. Les *MVCD* ajustées, obtenues avec le facteur d'intervalle de 1,0, sont présentées au tableau 2 de la version 4 de la norme FAC-003.

Les essais d'intervalle d'air réalisés par l'EPRI en vertu de l'Ordonnance 777 de la FERC ont permis de conclure que les arbres qui ont une ramure ample et large et qui poussent directement au-dessous de conducteurs haute tension entraînent la probabilité la plus élevée d'un amorçage d'arc électrique ; ce constat a influé de façon déterminante sur la décision de modifier le facteur d'intervalle pour retenir une valeur plus prudente de 1,0 dans la version 4 de la présente norme.

Exigence E1

L'exigence E1 est une exigence basée sur la performance. L'objectif ou le résultat à atteindre en matière de fiabilité est la maîtrise de la végétation de manière à prévenir les empiétements à l'intérieur de la zone de dégagement minimal des lignes de transport. L'exigence E1 exige des *propriétaires d'installation de transport* visés et des *propriétaires d'installation de production* visés de maîtriser la végétation pour prévenir les empiétements à l'intérieur des *MVCD* des lignes de transport.

L'exigence E1 est applicable aux lignes désignées aux alinéas 4.2 et 4.3 de la section Applicabilité.

L'exigence E1 indique que si une maîtrise inadéquate de la végétation permet à celle-ci d'empiéter sur les *MVCD* indiquées au tableau 2, il s'agit d'une non-conformité à la norme. Les distances du tableau 2 représentent les dégagements minimaux qui permettront de prévenir l'amorçage d'un arc électrique, calculés au moyen des équations de Gallet. 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, intentionnellement ou par mégarde, est exploité au-delà de ses *caractéristiques assignées* ou de ses *conditions d'exploitation électriques assignées* (potentiellement en non-conformité avec d'autres normes), une occurrence d'un empiétement sur la distance de dégagement peut se produire uniquement à cause de cette condition. Par exemple, des mesures d'urgence prises par un *exploitant d'installation de transport* visé, 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 empiétements et pannes liés à la végétation ne constituent pas une non-conformité à 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 à partir de l'intérieur de l'*emprise* résultant en un *déclenchement définitif*, un empiétement de la végétation dû aux vents mettant en contact des lignes et la végétation située 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 l'exigence E1 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 maîtrise de la végétation du *propriétaire d'installation de transport* à respecter l'objectif de

« prévenir les risques de déclenchements liés à la végétation qui pourraient mener à des *déclenchements en cascade* ». Par conséquent, la gravité de la non-conformité s'accroît avec l'incapacité d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé à atteindre cet objectif et avec la probabilité qu'il en résulte des *déclenchements en cascade*. Les avantages d'une telle combinaison sont de permettre de simplifier la norme et de définir clairement 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 en fin de compte sur une amélioration de la fiabilité du réseau.

Des *déclenchements définitifs* multiples sur une seule ligne peuvent être causés par la même végétation. Par exemple, les investigations et les actions correctives initiales peuvent ne pas permettre de découvrir et de corriger la cause véritable de la panne, et une autre panne pourra alors survenir après que la ligne sera remise en charge et que les conducteurs chaufferont comme précédemment. De tels événements sont considérés comme un seul *déclenchement définitif* lié à la végétation selon la norme, si les *déclenchements définitifs* surviennent dans une période de 24 heures.

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, il 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 la compétence qui traite des stratégies, 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 dans le réseau de 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 afin de prévenir les *déclenchements définitifs* dans le réseau de transport et de limiter les risques pour celui-ci. 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 maîtrise 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 d'indiquer 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 entreprise d'électricité 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 utilisée (comme la distance minimale entre la végétation et un conducteur ou la hauteur maximale de la végétation) pour faire en sorte que les distances de dégagement *MVCD* ne soient jamais dépassées ;
2. les méthodes de travail employées par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour la maîtrise de la végétation ;

3. une fréquence définie de *surveillance de la végétation* ;
4. un plan de travail annuel.

La position du conducteur dans l'espace varie constamment dans le temps en réaction à différents types de sollicitations. Les variations de la position verticale et horizontale du conducteur sont le résultat des sollicitations thermiques et mécaniques exercées sur la ligne. Les sollicitations thermiques dépendent de l'intensité du courant dans la ligne et d'une combinaison de nombreuses variables liées à la dissipation thermique dans l'air ambiant, notamment la vitesse et la direction du vent, la température de l'air ambiant et les précipitations. Les sollicitations mécaniques exercées sur un conducteur influent sur la flèche et sur le balancement du conducteur en combinant diverses forces comme le poids de la glace ou la poussée du vent. Le mouvement d'un conducteur de ligne de transport et la *MVCD* sont illustrés à la figure 1 ci-dessous.

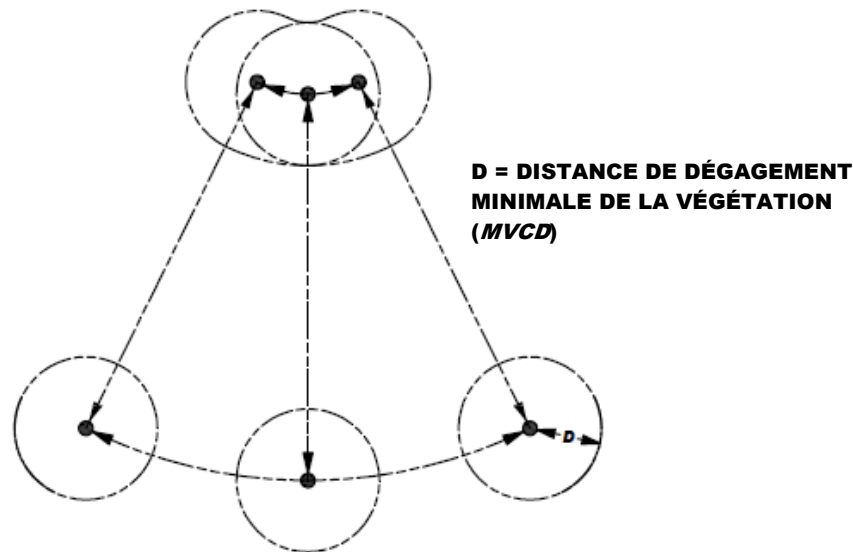


Figure 1

Vue transversale d'un conducteur unique à un point donné de la portée, qui illustre six positions possibles du conducteur en réaction à diverses sollicitations thermiques et mécaniques.

Exigence E4

L'exigence E4 est une exigence basée sur le risque. Elle met l'accent sur les mesures préventives à prendre par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé pour atténuer les risques d'un *défait* lorsqu'une menace liée à la végétation est confirmée. L'exigence E4 prévoit l'envoi d'un avis, sans délai intentionnel, pour toutes les conditions de végétation potentiellement menaçantes, au centre de contrôle ayant autorité sur les manœuvres pour la ligne de transport en cause. Des exemples de délais non intentionnels acceptables peuvent inclure des problèmes dans le système de communication (par exemple, une panne d'un service de téléphonie cellulaire ou d'un appareil radio bidirectionnel), des équipes situées en région éloignée sans moyens de communication, des retards causés par les intempéries, 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 par un employé envoyé 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 (menace de chute). Une vérification informée du risque pourrait comprendre une évaluation du fléchissement ou du mouvement possible du conducteur lorsqu'il est 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 mesures appropriées jusqu'à ce que la menace liée à la végétation soit écartée ou pendant qu'on travaille à l'écarter. Les mesures appropriées peuvent inclure une réduction temporaire de la charge sur la ligne, la mise hors service de la ligne ou d'autres mesures 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 ou de chute de végétation n'entraîneront pas nécessairement un *défaut* à tout moment. Par exemple, certains *propriétaires d'installation de transport* visés ou *propriétaires d'installation de production* visés peuvent disposer d'un programme d'identification des arbres menaçants qui désigne les arbres à abattre à cause du risque qu'ils représentent 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 le risque. Elle met l'accent sur les mesures préventives que doit prendre 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 les travaux de maîtrise 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 maîtrise 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 maîtrise de la végétation peuvent être dus à des injonctions de tribunal 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 ne s'applique pas aux 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 d'herbicides sur la végétation incompatible au-delà de la *MVCD*, 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 de temps immédiate 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 mesures correctives provisoires.

Toutefois, dans des 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 mesures correctives provisoires pour atténuer le risque potentiel pour la ligne de transport. Un large éventail de mesures peut être pris dans diverses situations. Entre autres considérations générales :

- 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 maîtrise de la végétation, ce qui met potentiellement la ligne de transport à risque ;
- établir les mesures spécifiques à prendre pour atténuer les risques potentiels associés à l'omission d'effectuer les travaux de maîtrise de la végétation tels que planifiés ;
- documenter et faire le suivi des mesures spécifiques prises pour chacun des emplacements en question ;
- au moment d'établir les mesures 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 mesures spécifiques à ces emplacements, comme la modification des intervalles d'inspection ou d'entretien ou des deux. Là où des contraintes juridiques empêcheraient tous travaux sur la végétation, les mesures 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 mesures correctives prises spécifiquement à chaque emplacement. Cet emplacement peut être désigné comme étant une portée de ligne, un arbre ou une combinaison de portées sur une propriété où la contrainte est jugée temporaire.

Exigence E6

L'exigence E6 est une exigence basée sur le risque. Cette exigence définit une période de temps minimale pour compléter la *surveillance de la végétation*. La disposition selon laquelle les activités de *surveillance 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, selon des facteurs comme 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 pour certaines lignes de transport on établira une fréquence accrue des inspections.

Les niveaux de gravité de la non-conformité pour l'exigence E6 sont établis en fonction du pourcentage de non-inspection des lignes assujetties. Pour calculer le niveau de gravité de la non-conformité approprié, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé peut choisir les unités qui lui conviennent : circuits, lignes de supports, kilomètres ou milles de lignes, etc.

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

Exigence E7

L'exigence E7 est une exigence basée sur le risque. Le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé est tenu de compléter son plan de travail annuel de maîtrise de la végétation pour atteindre l'objectif de cette norme. Des modifications au plan de travail en réponse à des conditions changeantes ou à des constatations faites durant l'inspection de la végétation peuvent être apportées et documentées pourvu qu'elles n'exposent pas le réseau de transport à un risque. L'exigence d'un plan annuel de travaux n'oblige pas nécessairement à une description détaillée, portée par portée ou même ligne par ligne, de tous les travaux devant être accomplis. Elle cherche seulement à 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 annuelles d'une approche d'intervention en maîtrise de la végétation qui empêchent bel et bien l'empiètement de la végétation sur les MVCD.

Lorsqu'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou un *propriétaire d'installation de production* visé désigne 1 000 milles de lignes de transport assujetties devant être complétées dans son plan annuel, il est alors tenu de compléter les travaux sur les milles désignés. 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 milles 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 : $1\ 000 - 100$ (milles avec travaux retardés) = 900 (milles prévus dans le plan annuel modifié), donc $900 / 900 = 100\%$ des milles 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 milles totaux sans documentation acceptable justifiant la modification au plan annuel, le calcul pour les manquements à compléter le plan annuel serait : $1\ 000 - 875 = 125$ milles avec manquements, et donc 125 milles (avec travaux non complétés) / $1\ 000$ (milles prévus dans le plan annuel) = $12,5\%$ de non-achèvement.

La possibilité de modifier le plan de travail 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 de constater 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 les travaux de maîtrise de la végétation étaient planifiés. Cette situation peut aussi inclure la nécessité d'honorer une entente d'assistance mutuelle en réaffectant les ressources du réseau d'un *propriétaire d'installation de transport* visé ou d'un *propriétaire d'installation de production* visé pour travailler sur un autre réseau. N'importe quel de ces exemples pourrait entraîner des reports ou des ajouts au plan de travail annuel, 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 d'intervention en 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'empiètements et fait en sorte que les futurs travaux planifiés et les futurs cycles d'inspection soient suffisants.

Pendant l'élaboration du plan de travail annuel, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé doit allouer du temps pour remplir les exigences procédurales afin d'obtenir les permis pour travailler sur des terres d'une entité fédérale, étatique, provinciale, publique ou autochtone. Dans certains cas, le délai d'obtention d'un permis pourrait nécessiter de préparer les plans de travail 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 prendre en compte les exigences particulières du propriétaire foncier telles qu'indiquées dans les actes de servitude.

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux indiqués dans le plan de travail annuel seront exécutés tels 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 attestant la bonne exécution du plan de travail annuel pourraient comprendre les ordres des travaux, les contrats signés, les imprimés provenant des systèmes de gestion des travaux, les chiffres des travaux planifiés et des 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.

Remarques :

La 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. La SDT a consulté des spécialistes, qui ont indiqué que l'équation de Gallet serait une méthode techniquement justifiable. La justification de l'approche de Gallet est présentée ci-après.

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

La 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 d'une autre norme (IEEE-516-2003) ;
- tenir compte du fait que les lignes de transport ne sont pas exploitées dans des conditions de laboratoire (conditions pluvieuses) ;
- tenir compte du fait que 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 utilisait 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 remise en question.

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 indiquait 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 les tensions phase-phase allant jusqu'à 362 kV ; 3,0 pour les tensions phase-phase entre 500 et 550 kV ; et 2,5 pour les 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, alors 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. Ainsi, 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 sous tension.

Les valeurs typiques de surtensions transitoires de lignes en service ne sont pas faciles à trouver dans la documentation parce qu'elles sont négligeables en comparaison des 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 était approximativement 2,0 p.u. Cette valeur était 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 préinsertion (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, on suppose par prudence 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 était considéré comme 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. était considéré comme un maximum réaliste.

Les équations de Gallet sont une méthode acceptée pour la coordination de l'isolement dans la conception des pylônes. Ces équations sont utilisées pour calculer les distances d'amorçage requises pour la coordination appropriée de l'isolement des lignes de transport. Elles ont été élaborées pour les applications dans des conditions sèches ou pluvieuses 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 conditions pluvieuses, 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).

Information complémentaire

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 n'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 pluvieuses ou sèches.

Comme il n'existait pas de données empiriques pour déterminer les distances d'arc électrique pour la végétation vivante lors de l'élaboration de la version 3, l'équipe de rédaction des normes a choisi une méthode éprouvée qui est déjà utilisée dans d'autres applications à très haute tension. La pertinence des équations de Gallet dans des conditions pluvieuses 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 font 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 (équation de Gallet [humides]) à 3 000 pi d'altitude (pi)	Tableau 7 (tableau D.5 pour les pieds) Distance MAID selon IEEE 516-2003 à 3 000 pi d'altitude (pi)
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 zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation de la norme par le Conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'applicabilité (section 4.2.4)

Les zones exclues de la section 4.2.4 ont été exclues à la suite de commentaires formulés par l'industrie pour les motifs résumés ci-dessous :

- 1) Il y a très peu de risques liés à la végétation dans cette zone. Selon un sondage informel, aucun *propriétaire d'installation de transport* n'a déclaré un tel événement.
- 2) Les postes électriques et les postes de sectionnement font l'objet de plusieurs activités d'inspection et d'entretien 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) Le fait de préciser les zones où la norme s'applique ou non rend la norme plus claire.

Justification de l'applicabilité (section 4.3)

Dans le corps de la norme de fiabilité de la NERC FAC-003-3, les « lignes de transport » et les « lignes visées » peuvent aussi faire référence aux *installations* de production mentionnées en 4.3 et dans ses sous-sections.

Justification de l'exigence E1

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.

Justification pour les types de manquements à maîtriser la végétation, lesquels sont énumérés en ordre croissant de degré de gravité de la non-conformité dans le contexte d'un manquement par le *propriétaire d'installation de transport* visé ou par le *propriétaire d'installation de production* visé dans son programme de maîtrise 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, ce qui 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. la croissance sous la ligne). Si ce type de manquement est omniprésent sur plusieurs lignes, il instaure un mécanisme de *déclenchements en cascade*.

Justification de l'exigence E3

La documentation fournit la base pour évaluer la validité du programme de maîtrise 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 pour toutes les *caractéristiques assignées* et pour toutes les *conditions d'exploitation électriques assignées*.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence vise à faire en sorte que les communications soient 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 de l'exigence E5

Des procédures judiciaires 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 maîtrise de la végétation.

Le but recherché est que dans les cas où une ligne de transport est potentiellement exposée à un risque en raison de contraintes, le *propriétaire d'installation de transport* visé ou le *propriétaire d'installation de production* visé mette en place des mesures provisoires, plutôt que de ne rien faire.

Le processus de mesures correctives ne vise pas les situations où une méthodologie de travaux planifiés ne peut être effectuée, mais où une autre méthodologie de travaux peut être utilisée.

Justification de 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 minimale de *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*. D'après les taux de croissance moyens dans l'ensemble de l'Amérique du Nord et les pratiques courantes dans les services publics d'électricité, 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 de l'exigence E7

Cette exigence établit l'attente selon laquelle les travaux indiqués dans le plan de travail 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.

A. Introduction

Titre : Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Numéro : FAC-011-4

Objet : Faire en sorte que les *limites d'exploitation du réseau (SOL)* utilisées pour l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité (BES)* soient déterminées selon une ou des méthodes bien définies.

Applicabilité :

1.1. Entités fonctionnelles :

4.1.1 Coordonnateur de la fiabilité

Date d'entrée en vigueur : Voir le plan de mise en œuvre du [projet 2015-09](#).

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une méthode documentée d'établissement des limites *SOL* dans sa *zone de fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M1.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*.
- E2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre par les *exploitants de réseau de transport* pour déterminer quelles *caractéristiques assignées d'installation* fournies par le propriétaire seront utilisées dans l'exploitation, de manière que les *exploitants de réseau de transport* et leur *coordonnateur de la fiabilité* utilisent les mêmes *caractéristiques assignées d'installation*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M2.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E2.
- E3.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre par les *exploitants de réseau de transport* pour établir les *limites de tension du réseau* à utiliser dans l'exploitation. Cette marche à suivre doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 3.1.** exiger qu'à chaque jeu de barres ou poste du *BES* soit associée une *limite de tension du réseau*, à moins que la méthode d'établissement des limites *SOL* permette expressément de soustraire des jeux de barres ou des postes du *BES* à cette exigence ;
 - 3.2.** spécifier que les *limites de tension du réseau* doivent respecter les *caractéristiques assignées d'installation* liées à la tension ;
 - 3.3.** spécifier que les *limites de tension du réseau* doivent être égales ou supérieures aux réglages des relais du *BES* en service pour les systèmes de délestage en sous-tension et les *programmes de DST* (délestage en sous-tension) ;
 - 3.4.** indiquer la *limite de tension du réseau* minimale admissible ;

- 3.5.** définir la marche à suivre pour établir des *limites de tension du réseau* communes partagées par le *coordonnateur de la fiabilité* et ses *exploitants de réseau de transport*, par des *exploitants de réseau de transport* adjacents et par des *coordonnateurs de la fiabilité* adjacents à l'intérieur d'une *Interconnexion*.
- M3.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E3.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* la marche à suivre pour établir les limites de stabilité à utiliser dans l'exploitation. Cette marche à suivre doit :
- [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 4.1.** spécifier les critères de stabilité, y compris leurs marges s'il y a lieu. Ces critères doivent, au minimum, comprendre les suivants :
- 4.1.1.** stabilité en tension en régime permanent ;
 - 4.1.2.** réponse aux tensions transitoires ;
 - 4.1.3.** stabilité angulaire ; et
 - 4.1.4.** amortissement du *réseau* ;
- 4.2.** spécifier que les limites de stabilité doivent être établies en fonction des critères de l'alinéa 4.1 pour les *contingences* à prendre en compte selon l'exigence E5 dans l'établissement des limites de stabilité et qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le *réseau* dans sa portion du *BES* ;
- 4.3.** décrire comment le *coordonnateur de la fiabilité* doit établir les limites de stabilité pour l'éventualité d'un impact sur plusieurs *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité* ou d'autres *zones de fiabilité* ;
- 4.4.** décrire comment les limites de stabilité sont établies, en considérant les niveaux de transit, la répartition de la *charge* et de la production et les conditions du *réseau*, y compris tous changements dans la topologie du *réseau* comme des retraits d'*installations* ;
- 4.5.** décrire le niveau de détails requis pour les modèles d'étude – y compris la partie modélisée de la *zone de fiabilité* et les détails de modélisation critiques concernant d'autres *zones de fiabilité* – nécessaire pour établir différents types de limites de stabilité ;
- 4.6.** décrire les utilisations permises des *automatismes de réseau* et d'autres mesures d'atténuation automatiques *postcontingence* dans l'établissement des limites de stabilité utilisées dans l'exploitation ;
- 4.7.** stipuler que l'utilisation de programmes de délestage en sous-fréquence (DSF) et de *programmes de DST* (délestage en sous-tension) n'est pas autorisée dans l'établissement des limites de stabilité.
- M4.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E4.

- E5.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit indiquer dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* l'ensemble de *contingences* à prendre en compte pour établir les limites de stabilité ainsi que l'ensemble de contingences à prendre en compte dans les *analyses de planification opérationnelle (OPA)* et les *évaluations en temps réel (RTA)*. La méthode d'établissement des limites *SOL* pour chaque ensemble doit :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 5.1.** spécifier les *contingences* simples suivantes :
- 5.1.1.** perte de n'importe quel des éléments suivants, soit par *défaut* monophasé à la terre, soit par *défaut* triphasé (selon la condition la plus défavorable) avec *élimination normale du défaut*, ou sans *défaut* :
- groupe de production ;
 - circuit de transport ;
 - transformateur ;
 - élément shunt ; ou
 - blocage d'un pôle d'un réseau à courant continu haute tension monopolaire ou bipolaire ;
- 5.2.** spécifier les *contingences* ou types de *contingences* simples ou multiples supplémentaires, s'il y a lieu ;
- 5.3.** décrire la ou les marches à suivre pour déterminer, parmi les *contingences* communiquées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* selon l'exigence E7 de la norme FAC-014-3, lesquelles, s'il y a lieu, doivent être utilisées pour établir les limites de stabilité.
- M5.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E5.
- E6.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure le cadre de comportement suivant dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* afin de permettre de déterminer les dépassements de limite *SOL* pendant la surveillance en *temps réel*, les *évaluations en temps réel* et les *analyses de planification opérationnelle* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 6.1.** Le comportement du *réseau* en l'absence de *contingence* doit respecter les conditions suivantes :
- 6.1.1.** Les transits en régime permanent dans les *installations* sont maintenus à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation normale* ; cependant, on peut recourir à des *caractéristiques assignées en situation d'urgence* lorsqu'il est possible d'apporter des réglages au *réseau* afin de ramener les transits à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation normale* dans le délai prescrit par ces *caractéristiques assignées en situation d'urgence*.

- 6.1.2. Les tensions en régime permanent sont maintenues à l'intérieur des *limites de tension du réseau* normales ; cependant, on peut recourir à des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence lorsqu'il est possible d'apporter des réglages au *réseau* afin de ramener la tension à l'intérieur des *limites de tension du réseau* normales dans le délai prescrit pour ces *limites de tension du réseau* en situation d'urgence.
 - 6.1.3. Les limites de stabilité préétablies ne sont pas dépassées.
 - 6.1.4. Il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*¹.
 - 6.2. Le comportement du *réseau* pour les *contingences* simples énumérées à l'alinéa 5.1 doit respecter les conditions suivantes :
 - 6.2.1. Les transits *postcontingence* en régime permanent dans les *installations* sont maintenus à l'intérieur des *caractéristiques assignées en situation d'urgence* pertinentes. Les transits *postcontingence* en régime permanent dans une *installation* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées en situation d'urgence* les plus élevées de cette *installation*.
 - 6.2.2. Les tensions *postcontingence* en régime permanent sont maintenues à l'intérieur des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence.
 - 6.2.3. Les critères de stabilité définis dans la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* sont respectés¹.
 - 6.2.4. Il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*¹.
 - 6.3. Le comportement du *réseau* pour les *contingences* spécifiées à l'alinéa 5.2 montre qu'il ne se produit pas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet nuisible sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité*.
 - 6.4. Pour déterminer la réponse du *réseau* à toute *contingence* spécifiée à l'exigence E5, le recours à un délestage manuel planifié n'est acceptable qu'après l'application de tous les autres réglages possibles du *réseau*.
- M6. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E6.

1. Les évaluations de stabilité ainsi que les évaluations d'instabilité, de *déclenchements en cascade* et de séparation non commandée peuvent être effectuées au moyen d'évaluations de stabilité en temps réel, de limites de stabilité préétablies ou d'autres techniques d'analyse hors réseau.

- E7.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* une démarche axée sur le degré de risque permettant de déterminer comment les dépassements de limite *SOL* constatés dans le cadre de la surveillance en *temps réel* et des *évaluations en temps réel* doivent être communiqués, et les délais à respecter pour cette communication s'il y a lieu. Cette démarche doit inclure :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 7.1.** une exigence qui stipule que les dépassements de limite *SOL* suivants doivent toujours être communiqués, dans un délai spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* :
- 7.1.1.** dépassements de limite *IROL* ;
- 7.1.2.** dépassements de limites *SOL* correspondant à des limites de stabilité ;
- 7.1.3.** dépassements *postcontingence* de limites *SOL* associés à un risque validé d'instabilité, de *déclenchements en cascade* et de séparation non commandée ;
- 7.1.4.** dépassements *précontingence* de limites *SOL* correspondant à des *caractéristiques assignées d'installation* ; et
- 7.1.5.** dépassements *précontingence* de limites *SOL* correspondant à des *limites de tension du réseau* minimales normales ;
- 7.2.** une exigence qui stipule que les dépassements de limite *SOL* suivants doivent être communiqués, s'ils ne sont pas éliminés dans les 30 minutes, dans un délai spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* :
- 7.2.1.** dépassements *postcontingence* de limites *SOL* correspondant à des *caractéristiques assignées d'installation* et à des *limites de tension du réseau* en situation d'urgence ; et
- 7.2.2.** dépassements *précontingence* de limites *SOL* correspondant à des *limites de tension du réseau* maximales normales.
- M7.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E7.
- E8.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit inclure dans sa méthode d'établissement des limites *SOL* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 8.1.** une description qui explique comment déterminer le sous-ensemble des limites *SOL* qui constituent des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (limites *IROL*) ;
- 8.2.** les critères permettant d'établir dans quels cas le dépassement d'une limite *SOL* constitue le dépassement d'une limite *IROL*, et les critères permettant d'établir un délai *IROL T_v* correspondant.
- M8.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, relatifs à la méthode d'établissement des limites *SOL*, qui traitent des éléments énumérés à l'exigence E8.
- E9.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre sa méthode d'établissement des limites *SOL* :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

- 9.1. à chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui en fait la demande et indique avoir un besoin en matière de fiabilité, dans les 30 jours suivant cette demande ;
 - 9.2. à chacune des entités suivantes, avant la date d'entrée en vigueur de la méthode d'établissement des limites *SOL* :
 - 9.2.1. chaque *coordonnateur de la fiabilité* adjacent situé dans la même *Interconnexion* ;
 - 9.2.2. chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* chargé de la planification pour une partie quelconque de la *zone de fiabilité* ;
 - 9.2.3. chaque *exploitant de réseau de transport* situé dans la *zone de fiabilité* ; et
 - 9.2.4. chaque *coordonnateur de la fiabilité* qui a demandé de recevoir des mises à jour et indiqué avoir un besoin en matière de fiabilité.
- M9. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, notamment des courriels avec accusé de réception, des reçus de courrier recommandé ou des messages affichés sur un site Web sécurisé avec notifications.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

- 1.1. **Responsable des mesures pour assurer la conformité** : Le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (*CEA*) désigne la *NERC* ou l'*entité régionale*, ou toute entité désignée par un organisme gouvernemental pertinent, dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* obligatoires et exécutoires de la *NERC* dans leurs territoires respectifs.
- 1.2. **Conservation des pièces justificatives** : Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le *CEA* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

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

 - Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E1 à E9 pour l'année en cours, plus les 12 mois civils précédents.
- 1.3. **Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes** : Selon la définition des règles de procédure de la *NERC*, l'expression « programme de surveillance de la conformité et d'application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas une méthode documentée d'établissement des limites SOL dans sa zone de fiabilité.
E2.	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a inclus dans sa méthode d'établissement des limites SOL la marche à suivre par les <i>exploitants de réseau de transport</i> pour déterminer quelles <i>caractéristiques assignées d'installation</i> fournies par le propriétaire sont à utiliser dans l'exploitation, mais la méthode ne faisait pas en sorte que les mêmes <i>caractéristiques assignées d'installation</i> soient utilisées par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> et les <i>exploitants de réseau de transport</i> de sa zone de fiabilité.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas inclus dans sa méthode d'établissement des limites SOL la marche à suivre par les <i>exploitants de réseau de transport</i> pour déterminer quelles <i>caractéristiques assignées d'installation</i> fournies par le propriétaire sont à utiliser dans l'exploitation.
E3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL un des alinéas de l'exigence E3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL deux des alinéas de l'exigence E3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL trois des alinéas de l'exigence E3.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL au moins quatre des alinéas de l'exigence E3.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL un des alinéas de l'exigence E4.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL deux des alinéas de l'exigence E4.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL trois des alinéas de l'exigence E4.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL au moins quatre des alinéas de l'exigence E4.
E5.	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL un des alinéas 5.2 ou 5.3 de l'exigence E5.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL l'alinéa 5.1 de l'exigence E5. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL les alinéas 5.2 et 5.3 de l'exigence E5.
E6.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL un des alinéas de l'exigence E6.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL deux des alinéas de l'exigence E6.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL trois des alinéas de l'exigence E6.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'incorporer à sa méthode d'établissement des limites SOL les quatre alinéas de l'exigence E6.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7.	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a inclus dans sa méthode d'établissement des limites <i>SOL</i> une démarche axée sur le degré de risque permettant de décider comment les dépassements de limite <i>SOL</i> constatés dans le cadre de la surveillance en <i>temps réel</i> et des <i>évaluations en temps réel</i> doivent être communiqués et selon quelle priorisation, mais a omis d'inclure un des alinéas 7.2.1 à 7.2.2.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a inclus dans sa méthode d'établissement des limites <i>SOL</i> une démarche axée sur le degré de risque permettant de décider comment les dépassements de limite <i>SOL</i> constatés dans le cadre de la surveillance en <i>temps réel</i> et des <i>évaluations en temps réel</i> doivent être communiqués et selon quelle priorisation, mais a omis d'inclure un des alinéas 7.1.1 à 7.1.5.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas inclus dans sa méthode d'établissement des limites <i>SOL</i> une démarche axée sur le degré de risque permettant de décider comment les dépassements de limite <i>SOL</i> constatés dans le cadre de la surveillance en <i>temps réel</i> et des <i>évaluations en temps réel</i> doivent être communiqués et selon quelle priorisation.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E8.	Sans objet	Sans objet	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'inclure l'alinéa 8.1 (description expliquant comment déterminer le sous-ensemble des limites <i>SOL</i> qui constituent des limites <i>IROL</i>) dans sa méthode d'établissement des limites <i>SOL</i>.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'inclure l'alinéa 8.2 (critères permettant d'établir dans quels cas le dépassement d'une limite <i>SOL</i> constitue le dépassement d'une limite <i>IROL</i>) dans sa méthode d'établissement des limites <i>SOL</i>.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis d'inclure l'alinéa 8.2 (critères permettant d'établir un délai <i>IROL T_v</i> correspondant) dans sa méthode d'établissement des limites <i>SOL</i>.</p>	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a inclus aucun des alinéas 8.1 et 8.2 dans sa méthode d'établissement des limites <i>SOL</i> .

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9.	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à une des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9 avant sa date d'entrée en vigueur.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a transmis sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à deux des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9 avant sa date d'entrée en vigueur.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a transmis sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à trois des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9 avant sa date d'entrée en vigueur.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a transmis sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à au moins quatre des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9 avant sa date d'entrée en vigueur.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à une ou plusieurs des entités spécifiées à l'alinéa 9.2 de l'exigence E9.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a transmis sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9, mais avec un retard de plus de 30 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre sa méthode d'établissement des limites SOL nouvelle ou révisée à un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> qui en a fait la demande, conformément à l'alinéa 9.1 de l'exigence E9.</p>

D. Différences régionales

Aucune

E. Documents connexes

Plan de mise en œuvre

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle norme
2		Changement de la date d'entrée en vigueur pour le 1 ^{er} octobre 2008. Remplacement de « Cascading Outage » par « Cascading ». Remplacement de « Levels of Non-compliance » par « Violation Severity Levels ». Correction de la note de bas de page 1 afin qu'elle renvoie vers la norme FAC-011 plutôt que la norme FAC-010.	Révision
2	24 juin 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC : ordonnance 705 de la FERC.	Révision
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et du pied de page pour le 29 avril 2009 en fonction de l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (projet 2013-02). En attente d'approbation réglementaire.	
2	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et des éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (projet 2013-02).	
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL en fonction de l'approbation du 24 juin 2013.	

FAC-011-4 – Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
3	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-011-3 (dossier RM15-13-000).	
4	13 mai 2021	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision

A. Introduction

1. **Titre :** Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau
2. **Numéro :** FAC-014-3
3. **Objet :** Faire en sorte que les *limites d'exploitation du réseau (SOL)* utilisées pour assurer l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité (BES)* soient déterminées selon une ou plusieurs méthodes dûment établies et que les critères de *l'évaluation de la planification* soient coordonnés avec ces méthodes.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1. *Coordonnateur de la planification*
 - 4.1.2. *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.1.3. *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.1.4. *Planificateur de réseau de transport*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre du [projet 2015-09](#).

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* pour sa *zone de fiabilité* conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M1. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la fiabilité* a établi des limites IROL conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL.
- E2. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit établir, pour sa partie de la *zone de fiabilité*, des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* conformément à la méthode d'établissement des limites SOL de son *coordonnateur de la fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'*exploitant de réseau de transport* a établi des limites SOL conformément à la méthode d'établissement des limites SOL de son *coordonnateur de la fiabilité*.
- E3. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit transmettre ses limites SOL à son *coordonnateur de la fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que l'*exploitant de réseau de transport* a transmis ses limites SOL.

- E4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir des limites de stabilité lorsqu'une instabilité détectée touche des *zones de fiabilité* adjacentes ou au moins deux *exploitants de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M4.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la fiabilité* a établi les limites de stabilité conformément à l'exigence E4.
- E5.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit transmettre :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- 5.1.** à chaque *coordonnateur de la planification* et à chaque *planificateur de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, les limites SOL de sa *zone de fiabilité* (y compris le sous-ensemble des limites SOL constitué des limites IROL), au moins une fois tous les douze mois civils ;
[Horizon : planification de l'exploitation]
- 5.2.** à chaque *coordonnateur de la planification* touché et à chaque *planificateur de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, les informations suivantes pour chaque limite de stabilité établie et chaque limite IROL établie, au moins une fois tous les douze mois civils :
[Horizon : planification de l'exploitation]
- 5.2.1.** la valeur de la limite de stabilité ou de la limite IROL ;
- 5.2.2.** les *installations* désignées comme essentielles dans l'établissement de la limite de stabilité ou de la limite IROL ;
- 5.2.3.** le délai IROL T_v correspondant à toute limite IROL ;
- 5.2.4.** la ou les *contingences* critiques correspondantes ;
- 5.2.5.** une description des conditions du réseau associées à la limite de stabilité ou à la limite IROL ; et
- 5.2.6.** le type de restriction représentée par la limite de stabilité ou la limite IROL (effondrement de tension, stabilité angulaire, etc.) ;
- 5.3.** à chaque *exploitant de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, la valeur des limites de stabilité établies selon l'exigence E4 et de chaque limite IROL établie selon l'exigence E1, dans un délai convenu d'un commun accord pour l'inclusion de ces valeurs dans les *analyses de planification opérationnelle*, la surveillance en temps réel et les *évaluations en temps réel* de l'*exploitant de réseau de transport* ;
[Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

- 5.4. à chaque *exploitant de réseau de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, les éléments d'information spécifiés aux alinéas 5.2.2 à 5.2.6 de l'exigence E5 pour chaque limite de stabilité établie et chaque limite *IROL* établie, ainsi que toute mise à jour de ces informations, dans un délai convenu d'un commun accord pour l'inclusion de cette information dans les *analyses de planification opérationnelle* de l'*exploitant de réseau de transport* ;
[Horizon : *planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel*]
- 5.5. à chaque *exploitant de réseau de transport* de sa *zone de fiabilité* qui en fait la demande, l'information demandée sur les limites *SOL* de sa *zone de fiabilité*, selon un calendrier établi d'un commun accord ;
[Horizon : *planification de l'exploitation*]
- 5.6. à chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* touché de sa *zone de fiabilité*, une liste de leurs *installations* désignées comme essentielles dans l'établissement d'une limite *IROL* et des contingences critiques correspondantes, au moins une fois tous les douze mois civils.
[Horizon : *planification de l'exploitation*]
- M5. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés en format papier ou électronique, messages affichés sur un site Web sécurisé ou autres justificatifs électroniques attestant que le *coordonnateur de la fiabilité* a transmis l'information conformément à l'exigence E5.
- E6. Chaque *coordonnateur de la planification* et chaque *planificateur de réseau de transport* doit mettre en place un processus documenté en vue d'utiliser dans son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme* des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du réseau en régime permanent et des critères de stabilité qui sont au moins aussi limitatifs que les *caractéristiques assignées d'installation*, les *limites de tension du réseau* et les critères de stabilité indiqués dans la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : *planification à long terme*]
- Le *coordonnateur de la planification* peut utiliser des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du réseau en régime permanent et des critères de stabilité moins limitatifs s'il présente une justification technique à chaque *planificateur de réseau de transport, exploitant de réseau de transport* et *coordonnateur de la fiabilité* touché.
 - Le *planificateur de réseau de transport* peut utiliser des *caractéristiques assignées d'installation*, des limites de tension du réseau en régime permanent et des critères de stabilité moins limitatifs s'il présente une justification technique à chaque *coordonnateur de la planification, exploitant de réseau de transport* et *coordonnateur de la fiabilité* touché.
- M6. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* ont mis en œuvre leur processus documenté conformément à l'exigence E6.

- E7.** Chaque *coordonnateur de la planification* et chaque *planificateur de réseau de transport* doit communiquer annuellement à chaque *exploitant de réseau de transport* et *coordonnateur de la fiabilité* touché les éléments d'information suivants pour les *plans d'actions correctives* visant à corriger toute instabilité détectée dans le cadre de son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*. Cette communication doit inclure : *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*
- 7.1.** le *plan d'actions correctives* visant à corriger l'instabilité détectée, y compris toute commande automatique ou intervention de répartiteur (comme les *automatismes de réseau*, le délestage en sous-tension ou toute *procédure d'exploitation*) ;
 - 7.2.** le type d'instabilité visé par le *plan d'actions correctives* (par exemple, une instabilité de tension en régime permanent ou transitoire, une instabilité angulaire y compris le décrochage d'un groupe de production ou un amortissement inacceptable) ;
 - 7.3.** le non-respect des critères de stabilité pour lequel le *plan d'actions correctives* est requis (par exemple, un non-respect des critères de réponse aux tensions transitoires ou de taux d'amortissement) ;
 - 7.4.** la ou les *contingences* d'événement de planification associées à l'instabilité détectée pour laquelle le *plan d'actions correctives* est requis ;
 - 7.5.** les conditions de *réseau* et les *installations* associées à l'instabilité détectée pour laquelle le *plan d'actions correctives* est requis.
- M7.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* ont communiqué l'information conformément à l'exigence E7.
- E8.** Chaque *coordonnateur de la planification* et chaque *planificateur de réseau de transport* doit communiquer annuellement à chacun des *propriétaires d'installation de transport* et des *propriétaires d'installation de production* touchés une liste de leurs *installations* en cause dans la ou les *contingences* d'événement de planification qui entraîneraient une instabilité, des *déclenchements en cascade* ou une séparation non commandée dont l'effet serait néfaste pour la fiabilité du *BES*, d'après son *évaluation de la planification* pour l'*horizon de planification du transport à court terme*. *[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]*
- M8.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : documents datés, en format papier ou électronique, attestant que le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* ont communiqué l'information conformément à l'exigence E8.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

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

- Le *coordonnateur de la fiabilité*, l'*exploitant de réseau de transport*, le *planificateur de réseau de transport* et le *coordonnateur de la planification* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité avec les exigences E1 à E8 pour l'année en cours, plus les 12 mois civils précédents.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

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

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas établi de <i>limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)</i> pour sa <i>zone de fiabilité</i> conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL.
E2.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas établi de limites SOL pour sa partie de la <i>zone de fiabilité</i> conformément à la méthode d'établissement des limites SOL de son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> .
E3.	Sans objet	Sans objet	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> a transmis ses limites SOL à son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , mais ne l'a pas fait selon la fréquence requise par le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> pour remplir ses fonctions de fiabilité.	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas transmis ses limites SOL à son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> .
E4.	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas établi les limites de stabilité à utiliser en exploitation lorsque ces limites touchent un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> adjacent ou au moins deux <i>exploitants de réseau de transport</i> dans sa <i>zone de fiabilité</i> , conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL.

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre un des éléments spécifiés aux alinéas 5.1 à 5.6 de l'exigence E5.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre deux des éléments spécifiés aux alinéas 5.1 à 5.6 de l'exigence E5.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre trois des éléments spécifiés aux alinéas 5.1 à 5.6 de l'exigence E5.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de transmettre au moins quatre des éléments spécifiés aux alinéas 5.1 à 5.6 de l'exigence E5.
E6.	Sans objet	Sans objet	Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> a utilisé des <i>caractéristiques assignées d'installation</i> , des limites de tension du <i>réseau</i> en régime permanent ou des critères de stabilité moins limitatifs que les <i>caractéristiques assignées d'installation</i> , les limites de tension du <i>réseau</i> ou les critères de stabilité indiqués dans la méthode d'établissement des limites SOL de son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , sans présenter de justification technique à l'appui de cette utilisation de valeurs moins limitatives.	Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> n'a pas mis en place un processus visant à ce que les <i>caractéristiques assignées d'installation</i> , les limites de tension du <i>réseau</i> en régime permanent et les critères de stabilité utilisées pour l'évaluation de la <i>planification</i> soient au moins aussi limitatifs que les <i>caractéristiques assignées d'installation</i> , les limites de tension du <i>réseau</i> et les critères de stabilité indiqués dans la méthode d'établissement des limites SOL de son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> .

Ex.	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7.	<p>Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> a communiqué une instabilité détectée à chaque <i>coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport</i> touché, mais en omettant un des éléments d'information spécifiés aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.</p>	<p>Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> a communiqué une instabilité détectée à chaque <i>coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport</i> touché, mais en omettant deux des éléments d'information spécifiés aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.</p>	<p>Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> a communiqué une instabilité détectée à chaque <i>coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport</i> touché, mais en omettant trois des éléments d'information spécifiés aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.</p>	<p>Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> a communiqué une instabilité détectée à chaque <i>coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport</i> touché, mais en omettant au moins quatre des éléments d'information spécifiés aux alinéas 7.1 à 7.5 de l'exigence E7.</p> <p>OU</p> <p>Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> a omis de communiquer une instabilité détectée à chaque <i>coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport</i> touché.</p>
E8.			<p>Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> a communiqué les informations relatives à une instabilité, à des <i>déclenchements en cascade</i> ou à une séparation non commandée prescrites dans l'exigence E8 aux <i>propriétaires d'installation de transport</i> et aux <i>propriétaire d'installation de production</i> touchés, mais ne l'a pas fait annuellement.</p>	<p>Un <i>coordonnateur de la planification</i> ou un <i>planificateur de réseau de transport</i> a omis de communiquer les informations relatives à une instabilité, à des <i>déclenchements en cascade</i> ou à une séparation non commandée prescrites dans l'exigence E8 aux <i>propriétaires d'installation de transport</i> et aux <i>propriétaire d'installation de production</i> touchés.</p>

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Plan de mise en œuvre

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration	Nouveau document
2		Date d'entrée en vigueur changée pour le 1 ^{er} janvier 2009 Remplacement des niveaux de non-conformité par les niveaux de gravité de la non-conformité	Révision
2	24 juin 2008	Adoption par le Conseil d'administration : ordonnance de la FERC	Révision
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et du pied de page au 29 avril 2009 selon l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009	Mise à jour
2	29 avril 2015 – 23 juillet 2015	Désignation erronée du <i>TOP</i> comme fonction applicable dans l'exigence E5. 23 juillet 2015 : correction de l'exigence E5 (<i>RC</i> , <i>PA</i> et <i>TP</i>).	Révision
3	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration	Révision

A. Introduction

- 1. Titre :** Analyses opérationnelles et évaluations en temps réel effectuées par le coordonnateur de la fiabilité
- 2. Numéro :** IRO-008-3
- 3. Objet :** Veiller à ce que des analyses et des évaluations soient faites afin de prévenir les instabilités, les séparations non commandées et les *déclenchements en cascade*.
- 4. Applicabilité**
 - 4.1. Coordonnateur de la fiabilité.**
- 5. Date d'entrée en vigueur proposée :**
Voir le plan de mise en œuvre.
- 6. Contexte**
Voir la [page du projet](#) 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit effectuer une *analyse de planification opérationnelle* qui lui permettra d'évaluer si les activités d'exploitation programmées pour le lendemain risquent d'entraîner un dépassement des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* et des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* à l'intérieur de sa *zone étendue*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M1.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'une *analyse de planification opérationnelle* a eu lieu. Exemple non limitatif de pièces justificatives : résultats datés d'étude de transit de puissance.
- E2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir un ou des *plans d'exploitation* coordonnés visant les activités d'exploitation pour le lendemain afin de faire face aux dépassements possibles de limites *SOL* et *IROL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle* effectuée selon l'exigence E1, compte tenu des *plans d'exploitation* pour le lendemain fournis par ses *exploitants de réseau de transport* et ses *responsables de l'équilibrage*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a un *plan d'exploitation* coordonné visant les activités d'exploitation pour le lendemain qui tiennent compte des dépassements possibles de limites *SOL* et *IROL* indiqués par l'*analyse de planification opérationnelle* effectuée selon l'exigence E1, compte tenu des *plans d'exploitation* pour le lendemain fournis par ses *exploitants de réseau de transport* et ses *responsables de l'équilibrage*. Exemple non limitatif de pièces justificatives : plans visant à empêcher tous les dépassements possibles de limites *SOL* et *IROL* signalés par l'*analyse de planification opérationnelle*.
- E3.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit informer les entités touchées, désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E2, quant à leur rôle dans ce ou ces plans.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

- M3.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé les entités touchées, désignées dans son ou ses *plans d'exploitation* prescrits à l'exigence E2, quant à leur rôle dans ce ou ces plans. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés ou courriels.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit veiller à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés indiquant l'heure des évaluations, listes de contrôle datées ou autres pièces équivalentes.
- E5.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'une *évaluation en temps réel* signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite SOL ou IROL à l'intérieur de sa *zone étendue*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M5.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, de toute condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite SOL ou IROL à l'intérieur de sa *zone étendue*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *coordonnateur de la fiabilité* peut fournir une attestation.
- E6.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

- M6.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites *SOL*, les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés à l'intérieur de sa *zone de fiabilité*, ainsi que les autres *coordonnateurs de la fiabilité* touchés, d'après les indications de son *plan d'exploitation*, lorsqu'un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *coordonnateur de la fiabilité* peut fournir une attestation.
- E7.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit utiliser sa méthode d'établissement des limites *SOL* pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans le cadre des *évaluations en temps réel*, de la surveillance en *temps réel* et des *analyses de planification opérationnelle*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation le même jour, exploitation en temps réel, planification de l'exploitation]
- M7.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a utilisé sa méthode d'établissement des limites *SOL* pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans le cadre des *évaluations en temps réel*, de la surveillance en *temps réel* et des *analyses de planification opérationnelle*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : *plans d'exploitation*, ensembles de contingences, limites *SOL*, seuils d'alarme ou d'étude, registres d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres pièces équivalentes.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

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

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

1.3. 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 CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité avec les exigences E1 à E3, E5, E6 et E7 ainsi qu'aux mesures M1

à M3, M5, M6 et M7 pendant une période mobile de 90 jours civils pour les analyses, pendant la période de 90 jours civils la plus récente pour les enregistrements vocaux, et pendant 12 mois pour les journaux d'exploitation et les courriels, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité avec l'exigence E4 et à la mesure M4 pendant une période mobile de 30 jours civils, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Si un *coordonnateur de la fiabilité* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *CEA* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas effectué une <i>analyse de planification opérationnelle</i> qui lui permettrait d'évaluer si les activités d'exploitation programmées pour le lendemain risquent d'entraîner un dépassement des <i>limites d'exploitation du réseau (SOL)</i> et des <i>limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)</i> à l'intérieur de sa zone étendue.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Planification de l'exploitation	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de <i>plan d'exploitation</i> coordonné visant les activités d'exploitation pour le lendemain afin de faire face aux dépassements possibles de limites SOL et IROL signalés par l' <i>analyse de planification opérationnelle</i> effectuée selon l'exigence E1, compte tenu des <i>plans d'exploitation</i> pour le lendemain fournis par ses <i>exploitants de réseau de transport</i> et ses <i>responsables de l'équilibrage</i> .
<p>Pour ce qui est des non-conformités aux exigences E3 et E5, la SDT précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille ne viendra pas fausser l'évaluation. Si un <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à aviser, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.</p>						

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification de l'exploitation	Moyen	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas informé une entité touchée, ou au plus 5 % des entités touchées selon la valeur la plus élevée, désignées dans son ou ses <i>plans d'exploitation</i> quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas informé deux entités touchées, ou plus de 5 % et au plus 10 % des entités touchées selon la valeur la plus élevée, désignées dans son ou ses <i>plans d'exploitation</i> quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas informé trois entités touchées, ou plus de 10 % et au plus 15 % des entités touchées selon la valeur la plus élevée, désignées dans son ou ses <i>plans d'exploitation</i> quant à leur rôle dans ce ou ces plans.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas informé au moins quatre entités touchées, ou plus de 15 % des entités touchées, désignées dans son ou ses <i>plans d'exploitation</i> quant à leur rôle dans ce ou ces plans.
E4	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	L' <i>évaluation en temps réel</i> exigée du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas été effectuée pendant une période de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L' <i>évaluation en temps réel</i> exigée du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas été effectuée pendant deux périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L' <i>évaluation en temps réel</i> exigée du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas été effectuée pendant trois périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L' <i>évaluation en temps réel</i> exigée du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas été effectuée pendant au moins trois périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, un des <i>exploitants de réseau de transport</i> ou des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés à l'intérieur de sa <i>zone de fiabilité</i> , ou au plus 5 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'une <i>évaluation en temps réel</i> signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite SOL ou IROL à l'intérieur de sa <i>zone étendue</i> .	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, deux des <i>exploitants de réseau de transport</i> ou des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés à l'intérieur de sa <i>zone de fiabilité</i> , ou plus de 5 % et au plus 10 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'une <i>évaluation en temps réel</i> signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite SOL ou IROL à l'intérieur de sa <i>zone étendue</i> .	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, trois des <i>exploitants de réseau de transport</i> ou des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés à l'intérieur de sa <i>zone de fiabilité</i> , ou plus de 10 % et au plus 15 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'une <i>évaluation en temps réel</i> signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite SOL ou IROL à l'intérieur de sa <i>zone étendue</i> .	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, au moins quatre des <i>exploitants de réseau de transport</i> ou des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés à l'intérieur de sa <i>zone de fiabilité</i> , ou plus de 15 % de ceux-ci, désignés dans son ou ses plans d'exploitation quant à leur rôle dans ce ou ces plans. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé les autres <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> touchés, d'après les indications de son <i>plan d'exploitation</i> , lorsqu'une <i>évaluation en temps réel</i> signale une condition réelle ou anticipée qui entraîne ou pourrait entraîner le dépassement d'une limite SOL ou IROL à l'intérieur de sa <i>zone étendue</i> .

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, un des <i>exploitants de réseau de transport</i> ou des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés à l'intérieur de sa <i>zone de fiabilité</i>, ou au plus 5 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé un des autres <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> touchés, d'après les indications de son <i>plan d'exploitation</i>, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, deux des <i>exploitants de réseau de transport</i> ou des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés à l'intérieur de sa <i>zone de fiabilité</i>, ou plus de 5 % et au plus 10 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E6 a été empêché ou atténué.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé deux des autres <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> touchés, d'après les indications de son <i>plan d'exploitation</i>, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, trois des <i>exploitants de réseau de transport</i> ou des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés à l'intérieur de sa <i>zone de fiabilité</i>, ou plus de 10 % et au plus 15 % de ceux-ci selon la valeur la plus élevée, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé trois des autres <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> touchés, d'après les indications de son <i>plan d'exploitation</i>, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé, conformément à sa méthode d'établissement des limites SOL, au moins quatre des <i>exploitants de réseau de transport</i> ou des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés à l'intérieur de sa <i>zone de fiabilité</i>, ou plus de 15 % de ceux-ci, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas avisé au moins quatre des autres <i>coordonnateurs de la fiabilité</i> touchés, d'après les indications de son <i>plan d'exploitation</i>, lorsqu'un dépassement de limite SOL ou IROL signalé selon l'exigence E5 a été empêché ou atténué.</p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen				Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas utilisé sa méthode d'établissement des limites <i>SOL</i> pour détecter les dépassements de limite <i>SOL</i> dans le cadre des <i>évaluations en temps réel</i> , de la surveillance en <i>temps réel</i> et des <i>analyses de planification opérationnelle</i> .

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Plan d'exploitation – Un *plan d'exploitation* comprend des *processus d'exploitation* de nature générale et des *procédures d'exploitation* de nature particulière. Il peut s'agir d'un document-synthèse qui donne des indications sur un *plan d'exploitation* pour le lendemain, ou encore d'un plan précis pour faire face à un dépassement de limite SOL ou IROL signalé par une *analyse de planification opérationnelle (OPA)*.

Comme l'indique sa définition dans le glossaire de la NERC, un *plan d'exploitation* peut être de nature générale, ou encore spécifier des opérations visant particulièrement certains enjeux de fiabilité. L'utilisation du terme « *plan d'exploitation* » dans les normes TOP et IRO révisées ménage ces deux possibilités. Un *plan d'exploitation* spécifie des processus et des procédures, y compris des échanges électroniques de données, auxquels le *répartiteur* peut recourir quotidiennement afin de réagir de façon fiable à des conditions qui peuvent survenir tout au long de la journée. Il est valide pour le lendemain, le surlendemain, et le jour suivant. Au *plan d'exploitation* devraient se greffer des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des mesures de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *OPA* ou une *évaluation en temps réel (RTA)*.

Comme l'indique la définition du terme « *plan d'exploitation* » dans le glossaire de la NERC, un plan de remise en charge est un exemple de *plan d'exploitation* ; il contient tous les principes fondamentaux qui guideront le *répartiteur* tout au long du processus de remise en charge du réseau. Il ne s'agit pas d'un document visant un scénario particulier de panne d'électricité, mais plutôt d'une boîte à outils comportant des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation dont peut se servir le *répartiteur* pour la remise en charge.

Il en va de même pour un *plan d'exploitation*. Celui-ci ne contient pas des instructions visant une situation précise pour le lendemain, mais plutôt des indications sur l'ensemble des processus, procédures et logiciels d'automatisation à la disposition du *répartiteur*. Cela dit, l'existence d'un *plan d'exploitation* n'élimine pas le besoin de créer des plans d'action particuliers pour certains dépassements de limite SOL ou IROL signalés par une *OPA*. Lorsqu'un *coordonnateur de la fiabilité* procède à une *OPA*, cette analyse peut révéler des cas de dépassements possibles de limite SOL ou IROL pour des conditions *précontingence* et *postcontingence*. Dans de tels cas, les *coordonnateurs de la fiabilité* devront s'assurer que des plans soient en place pour empêcher ou atténuer ces dépassements de limite SOL ou IROL, si ces conditions d'exploitation devaient survenir le lendemain. Le *plan d'exploitation* peut contenir une description du processus de mise en œuvre et de communication de certains plans pour empêcher ou atténuer des dépassements de limite SOL ou IROL au jour le jour signalés par l'*OPA*. Cette façon de faire pourrait alléger le fardeau administratif potentiel associé au besoin de mise à jour continue du « document de plan d'exploitation » aux fins de la conformité.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
1	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	
1	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme IRO-008-1 (prise d'effet le 23 mai 2011).	
1	28 février 2014	Mise à jour des VSL et des VRF selon l'approbation du 24 juin 2013.	
2	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03
2	19 novembre 2015	Approbation par la FERC de la norme IRO-008-2. Dossier RM15-16-000. Ordonnance 817.	
3	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2015-09

A. Introduction

1. **Titre :** Surveillance des perturbations et production des données
2. **Numéro :** PRC-002-3
3. **Objet :** Obtenir des données permettant une bonne analyse des *perturbations* dans le *système de production-transport d'électricité (BES)*.
4. **Applicabilité :**
Entités fonctionnelles :
 - 4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*
 - 4.2. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.3. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :**
Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
 - 1.1 désigner les jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, conformément à la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-002-3 ;
 - 1.2 dans les 90 jours civils suivant l'exécution de l'alinéa 1.1, aviser les autres propriétaires d'*éléments* du *BES* raccordés aux jeux de barres désignés, le cas échéant, que des données ECE ou ED sont exigées pour les *éléments* du *BES* en question ;
 - 1.3 réévaluer tous les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 au moins une fois toutes les cinq années civiles et aviser les autres propriétaires, le cas échéant, conformément à l'alinéa 1.2, et mettre en application la liste des jeux de barres ainsi mise à jour conformément au plan de mise en œuvre.
- M1. Le *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une liste datée (en format papier ou électronique), établie conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-002-3, des jeux de barres du *BES* pour lesquels des données ECE et ED sont exigées, ainsi qu'une ou des pièces justificatives attestant que tous les jeux de barres du *BES* ont été réévalués selon l'intervalle prescrit à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1. Le *propriétaire d'installation de transport* doit aussi détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant qu'il a avisé les autres propriétaires conformément à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.
- E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données ECE de position de disjoncteur (ouvert ou fermé) pour chacun de ses disjoncteurs raccordés directement aux jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et associés aux *éléments* du *BES* raccordés à ces jeux de barres.
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

- M2.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que des données ECE de position de disjoncteur ont été recueillies conformément à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les raccordements et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ; ou 3) des dessins de poste.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données ED permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes, pour chaque enregistrement de défaut concernant ses *éléments* du *BES* raccordés aux jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 3.1.** tension phase-neutre pour chaque phase de chaque jeu de barres désigné ;
 - 3.2.** chaque courant de phase et le courant de neutre ou résiduel pour les *éléments* du *BES* suivants : transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;
 - 3.2.2.** lignes de transport.
- M3.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données ED suffisantes pour déterminer les grandeurs électriques conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou obtenues par calcul ; ou 3) des dessins de poste.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit, pour les données ED de l'exigence E3, respecter les indications suivantes :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 4.1.** le ou les enregistrements comprennent :
 - une longueur d'enregistrement d'au moins deux cycles avant le déclenchement et une longueur totale d'enregistrement d'au moins 30 cycles pour un même point de déclenchement ; ou
 - les données d'au moins deux cycles avant le déclenchement, des trois premiers cycles après le déclenchement, et du cycle final du défaut tel que capté par l'enregistreur de défaut ;
 - 4.2.** la fréquence d'enregistrement est d'au moins 16 points par cycle ;
 - 4.3.** l'enregistrement est déclenché pour au moins les événements suivants :
 - 4.3.1.** surintensité dans le neutre (courant résiduel) ;
 - 4.3.2.** sous-tension ou surintensité dans une phase.

- M4.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ED sont conformes à l'exigence E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques de l'équipement (alinéa 4.2 de l'exigence E4) et les configurations ou réglages de l'équipement (alinéas 4.1 et 4.3) ; ou 2) des données réellement enregistrées ou déduites.
- E5.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit :
- [Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 5.1.** désigner les *éléments* du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement des *perturbations* dynamiques (EPD) sont exigées, notamment les éléments suivants :
- 5.1.1.** ressources de production :
- 5.1.1.1.** ayant une puissance nominale brute d'au moins 500 MVA ;
- 5.1.1.2.** ayant une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA ;
- 5.1.2.** au moins un *élément* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* relative à la stabilité (angulaire ou en tension) ;
- 5.1.3.** chaque borne d'un circuit à courant continu haute tension (CCHT) ayant une puissance nominale d'au moins 300 MVA dans la partie à courant alternatif du convertisseur ;
- 5.1.4.** un ou plusieurs *éléments* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ;
- 5.1.5.** au moins un *élément* du *BES* situé dans une importante zone sensible aux variations de tension, c'est-à-dire une zone à laquelle s'applique un programme de délestage en sous-tension (DST) en service ;
- 5.2.** établir une couverture EPD minimale, à l'inclusion des *éléments* du *BES* désignés selon l'alinéa 5.1, laquelle doit comporter au moins :
- 5.2.1.** un *élément* du *BES* ; et
- 5.2.2.** un *élément* du *BES* par tranche de 3 000 MW de la demande de *pointe* simultanée historique du *coordonnateur de la fiabilité* ;
- 5.3.** dans les 90 jours civils suivant l'exécution de l'alinéa 5.1, aviser tous les propriétaires des *éléments* du *BES* ainsi désignés que des données EPD seront exigibles sur demande pour les *éléments* du *BES* en question ;
- 5.4.** réévaluer tous les *éléments* du *BES* selon les alinéas 5.1 et 5.2, au moins une fois toutes les cinq années civiles, et aviser leurs propriétaires conformément à l'alinéa 5.3 de mettre en application la liste des *éléments* du *BES* ainsi mise à jour conformément au plan de mise en œuvre.

- M5.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir une liste datée (en format papier ou électronique) des *éléments* du *BES* pour lesquelles des données EPD sont exigées, établie selon les alinéas 5.1 et 5.2 et réévaluée selon l'alinéa 5.4 de l'exigence E5. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant que chaque *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* a été avisé conformément à l'alinéa 5.3 ; ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des lettres, des courriels, des fichiers électroniques ou des copies papier attestant que l'information a été transmise.
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun de ses *éléments* du *BES* qui lui ont été notifiés selon l'exigence E5 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 6.1.** une tension phase-neutre ou de composante directe ;
 - 6.2.** le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 6.1 ou le courant de composante directe ;
 - 6.3.** les flux de *puissance active* et *réactive* triphasés correspondant à tous les circuits pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;
 - 6.4.** la fréquence de toute tension spécifiée à l'alinéa 6.1.
- M6.** Le *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E6. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.
- E7.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun de ses *éléments* du *BES* qui lui ont été notifiés selon l'exigence E5 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 7.1.** une tension phase-neutre, phase-phase ou de composante directe, du côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production ;
 - 7.2.** le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 7.1, le courant correspondant à toute tension phase-phase ou le courant de composante directe ;
 - 7.3.** les flux de *puissance active* et *réactive* triphasés correspondant à tous les circuits pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;
 - 7.4.** la fréquence d'au moins une tension spécifiée à l'alinéa 7.1.

M7. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E7. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.

E8. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* tenu de produire des données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5 doit avoir une capacité d'enregistrement et de stockage continus des données. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la norme et dépourvu de capacité d'enregistrement continu, les enregistrements obtenus sur déclenchement doivent répondre aux critères suivants :

[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

8.1 longueur d'enregistrement sur déclenchement d'au moins trois minutes ;

8.2 au moins un des trois seuils de déclenchement suivants :

- écart par rapport à la fréquence nominale :

	Min.	Max.
○ <i>Interconnexion</i> de l'Est	< 59,75 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> de l'Ouest	< 59,55 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> ERCOT	< 59,35 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> du Québec	< 58,55 Hz	> 61,5 Hz

- taux de variation de la fréquence :

	Min.	Max.
○ <i>Interconnexion</i> de l'Est	< -0,03125 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> de l'Ouest	< -0,05625 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> ERCOT	< -0,08125 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> du Québec	< -0,18125 Hz/s	> 0,1875 Hz/s

- écart en sous-tension réglé à au moins 85 % de la tension d'exploitation normale pendant cinq secondes.

M8. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant l'enregistrement et le stockage de données selon l'exigence E8. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; ou 2) des enregistrements réels de données.

E9. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* tenu de produire des données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5 doit faire en sorte que ces données EPD respectent les critères suivants :

[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

- 9.1. une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde ;
- 9.2. une fréquence d'enregistrement des grandeurs électriques d'au moins 30 fois par seconde.
- M9.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données EPD sont conformes à l'exigence E9. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques de l'équipement (alinéas 9.1 et 9.2 de l'exigence E9) ; ou 2) des enregistrements réels de données (alinéa 9.2).
- E10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit synchroniser toutes les données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et toutes les données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5, conformément aux critères suivants :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 10.1. synchronisation au temps universel coordonné (UTC), avec ou sans décalage de l'heure locale ;
- 10.2. précision de ± 2 millisecondes pour la synchronisation d'horloge de l'équipement par rapport à l'UTC.
- M10.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant la synchronisation selon l'exigence E10. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques, les configurations ou les réglages de l'équipement ; 2) une indication ou un statut de synchronisation ; ou 3) des dessins de poste.
- E11.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit fournir au *coordonnateur de la fiabilité*, à l'*entité régionale* ou à la NERC, sur demande, toutes les données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES* désignés selon l'exigence E1 et toutes les données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E5, selon les modalités suivantes :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 11.1. les données doivent être conservées pendant une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement ;
- 11.2. les données visées par l'alinéa 11.1 doivent être fournies dans un délai d'au plus 30 jours civils suivant la demande, sauf si le demandeur consent à un délai plus long ;
- 11.3. les données ECE doivent être fournies au format CSV (valeurs séparées par des virgules) avec encodage ASCII, selon les indications de l'annexe 2 ;
- 11.4. les données ED et EPD doivent être fournies sous forme de fichiers électroniques au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente ;
- 11.5. les noms de fichier de données doivent respecter la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, révision C37.232-2011 ou plus récente.

- M11.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ont été transmises sur demande conformément à l'exigence E11. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des transmissions datées de fichiers formatés à l'entité demandeuse ; 2) des documents décrivant la capacité de stockage de données, les caractéristiques, les configurations et les réglages de l'équipement ; ou 3) des enregistrements réels des données.
- E12.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit, dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une perte de capacité d'enregistrement de données ECE, ED ou EPD :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- rétablir la capacité d'enregistrement ; ou
 - soumettre à l'entité régionale un plan d'actions correctives et mettre en œuvre ce plan.
- M12.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant sa conformité avec l'exigence E12. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des constats de défaillance datés ; 2) une documentation indiquant la date de rétablissement de l'enregistrement des données ; 3) des enregistrements SCADA ; ou 4) une transmission datée de *plan d'actions correctives* à l'entité régionale et une ou des pièces justificatives attestant la mise en œuvre du plan.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

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 CEA 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 transport, le propriétaire d'installation de production et le coordonnateur de la fiabilité doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le CEA leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Le propriétaire d'installation de transport doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E1 et à la mesure M1 pendant cinq années civiles.

Le propriétaire d'installation de transport doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E6 et à la mesure M6 pendant trois années civiles.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E7 et à la mesure M7 pendant trois années civiles.

Le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* doivent conserver les pièces justificatives attestant la transmission des données demandées en vertu des exigences E2, E3, E4, E8, E9, E10, E11 et E12 ainsi que des mesures M2, M3, M4, M8, M9, M10, M11 et M12 pendant trois années civiles.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les pièces justificatives attestant la conformité avec l'exigence E5 et à la mesure M5 pendant cinq années civiles.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production* ou un *coordonnateur de la fiabilité* est jugé non conforme à une exigence, 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 dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3 Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4 Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E1	Planification à long terme	Faible	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 80 % et moins de 100 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard d'au plus 10 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 70 % et au plus 80 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 60 % et au plus 70 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour au plus 60 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 30 jours civils.</p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E2	Planification à long terme	Faible	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a produit selon l'exigence E2 plus de 80 % et moins de 100 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a produit selon l'exigence E2 plus de 70 % et au plus 80 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a produit selon l'exigence E2 plus de 60 % et au plus 70 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a produit selon l'exigence E2 au plus 60 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.
E3	Planification à long terme	Faible	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a produit des données ED permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'éléments du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a produit des données ED permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'éléments du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a produit des données ED permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'éléments du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a produit des données ED permettant de déterminer au plus 60 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d'éléments du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E4	Planification à long terme	Faible	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent au plus 60 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.
E5	Planification à long terme	Faible	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a désigné plus de 80 % et moins de 100 % des <i>éléments</i> du <i>BES</i> pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a désigné les <i>éléments</i> du <i>BES</i> pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a avisé les autres</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a désigné plus de 70 % et au plus 80 % des <i>éléments</i> du <i>BES</i> pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a désigné les <i>éléments</i> du <i>BES</i> pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.</p> <p>OU</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a désigné plus de 60 % et au plus 70 % des <i>éléments</i> du <i>BES</i> pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a désigné les <i>éléments</i> du <i>BES</i> pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a désigné au plus 60 % des <i>éléments</i> du <i>BES</i> pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a désigné les <i>éléments</i> du <i>BES</i> pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a avisé les autres propriétaires selon</p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			propriétaires selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 10 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas établi la couverture EPD minimale prescrite à l'alinéa 5.2 de l'exigence E5
E6	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du <i>BES</i> qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du <i>BES</i> qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du <i>BES</i> qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas produit les données EPD prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6.

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E7	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du <i>BES</i> qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du <i>BES</i> qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du <i>BES</i> qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas produit les données EPD prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7.
E8	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 80 % et moins de 100 % de ses <i>éléments</i> du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 70 % et au plus 80 % de ses <i>éléments</i> du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 60 % et au plus 70 % de ses <i>éléments</i> du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas établi de capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour ses <i>éléments</i> du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E5.

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E9	Planification à long terme	Faible	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent au plus 60 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.
E10	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 90 % et moins de 100 % des jeux de barres du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 80 % et au plus 90 % des jeux de barres du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 70 % et au plus 80 % des jeux de barres du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour au plus 70 % des jeux de barres du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du <i>BES</i> désignés selon l'exigence E5.

<p>E11</p>	<p>Planification à long terme</p>	<p>Faible</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 30 jours civils et moins de 40 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 90 % et moins de 100 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 90 % des données et moins de 100 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 40 jours civils et au plus 50 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 80 % et au plus 90 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 80 % et au plus 90 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 50 jours civils et au plus 60 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 70 % et au plus 80 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 70 % et au plus 80 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus que 60 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas fourni moins de 70 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Au plus 70 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>
-------------------	-----------------------------------	---------------	--	---	---	--

Ex.	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E12	Planification à long terme	Faible	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'<i>entité régionale</i> un <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils après la découverte de la perte en question.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'<i>entité régionale</i> un <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils après la découverte de la perte en question.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'<i>entité régionale</i> un <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 110 jours civils et d'au plus 120 jours civils après la découverte de la perte en question.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a soumis un <i>plan d'actions correctives</i> à l'<i>entité régionale</i> selon l'exigence E12, mais ne l'a pas mis en œuvre.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'<i>entité régionale</i> un <i>plan d'actions correctives</i> selon l'exigence E12 dans un délai de 120 jours civils après la découverte de la perte en question.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas rétabli la capacité d'enregistrement et n'a pas soumis un <i>plan d'actions correctives</i> à l'<i>entité régionale</i> selon l'exigence E12.</p>

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

G. Références

IEEE C37.111 – IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems.

IEEE C37.232-2011 – IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME). Norme publiée le 9 novembre 2011 par l'IEEE.

NPCC SP6 Report Synchronized Event Data Reporting, révision du 31 mars 2005.

Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant – Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations (avril 2004).

Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant – Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada (novembre 2003).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Nouveau document
1	2 août 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
2	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision dans le cadre du projet 2007-11 et fusion avec PRC-018-1.
2	24 septembre 2015	Approbation par la FERC de la norme PRC-005-4, dossier RM15-4-000, ordonnance 814	
3	13 mai 2021	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision

Annexe 1

Méthode de sélection des jeux de barres pour l'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED)

(Exigence E1)

Afin d'établir la liste des jeux de barres du *BES* pour lesquels la saisie de données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) est prescrite à l'exigence 1, chaque *propriétaire d'installation de transport* doit suivre de façon séquentielle, sauf indication particulière, le mode opératoire suivant :

Étape

- 1 Dresser une liste complète des jeux de barres du *BES* que le propriétaire possède.
Aux fins de la norme, un jeu de barres du *BES* peut comprendre plusieurs jeux de barres physiques dont les disjoncteurs sont raccordés au même niveau de tension dans un même emplacement et partagent une même grille de terre. Ces jeux de barres peuvent être modélisés ou représentés par un seul et même nœud dans les études de défaut. Par exemple, les configurations de jeux de barres en anneau ou à un disjoncteur et demi sont assimilables à un seul jeu de barres.
- 2 Réduire cette liste en retenant seulement les jeux de barres qui ont une puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé d'au moins 1 500 MVA. Si cette étape a pour effet de réduire la liste à néant, sauter à l'étape 7.
- 3 Déterminer les 11 jeux de barres de la liste qui ont la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé la plus élevée. Si la liste compte 11 jeux de barres ou moins, sauter à l'étape 7.
- 4 Calculer la puissance médiane des 11 jeux de barres retenus à l'étape 3.
- 5 Multiplier par 20 % la puissance médiane calculée à l'étape 4.
- 6 Réduire la liste en retenant seulement les jeux de barres dont la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé est supérieure à la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 1 500 MVA ;
 - 20 % de la puissance médiane calculée à l'étape 5.
- 7 S'il ne reste plus aucun jeu de barres dans la liste : la procédure est terminée et des données ECE et ED ne sont pas exigées. Sauter à l'étape 9.
Si la liste compte entre 1 et 11 jeux de barres inclusivement : désigner pour la saisie des données ECE et ED le jeu de barres dont la puissance de court-circuit triphasé, déterminée à l'étape 3, est la plus élevée. Sauter à l'étape 9.
Si la liste compte plus de 11 jeux de barres : désigner pour la saisie des données ECE et ED, parmi les jeux de barres retenus à l'étape 6, au moins ceux de la tranche supérieure de 10 % de puissance de court-circuit triphasé. Passer à l'étape 8.

Étape

- 8 Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres supplémentaires dans la liste établie à l'étape 6. Les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8 doivent totaliser au moins 20 % des jeux de barres sélectionnés à l'étape 6.

Les jeux de barres supplémentaires doivent être sélectionnés, à la discrétion du *propriétaire d'installation de transport*, de manière à maximiser l'étendue de la zone couverte par les données ECE et ED. Les emplacements suivants sont recommandés pour ces jeux de barres :

- jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations ;
 - zones sensibles aux variations de tension ;
 - zones de consommation et de production cohérentes ;
 - jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
 - jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;
 - *installations* importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.
- 9 La liste des jeux de barres pour lesquelles des données ECE et ED doivent être recueillies selon l'exigence E1 combine les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8.

Annexe 2

Format des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE)

(alinéa 11.3 de l'exigence E11)

Date, Heure, Code d'heure locale, Poste, Appareil, Position¹

08/27/13, 23:58:57.110, -5, Poste 1, Disjoncteur 1, Fermé

08/27/13, 23:58:57.082, -5, Poste 2, Disjoncteur 2, Fermé

08/27/13, 23:58:47.217, -5, Poste 1, Disjoncteur 1, Ouvert

08/27/13, 23:58:47.214, -5, Poste 2, Disjoncteur 2, Ouvert

1. Les termes « ouvert » et « fermé » sont utilisés à titre d'exemple. D'autres termes comme « déclenchement », « déclenchement verrouillé » ou « réenclenchement » sont aussi acceptables.

Synthèse des exigences de la norme

Exigence	Entité	Désignation des jeux de barres du <i>BES</i>	Notification	ECE	ED	Réévaluation aux 5 ans
E1	TO	X	X	X	X	X
E2	TO GO			X		
E3	TO GO				X	
E4	TO GO				X	
Exigence	Entité	Désignation des éléments du <i>BES</i>	Notification	EPD	Réévaluation aux 5 ans	
E5	RC	X	X	X	X	
E6	TO			X		
E7	GO			X		
E8	TO GO			X		
E9	TO GO			X		
Exigence	Entité	Synchronisation	Fourniture des données ECE, ED et EPD		Disponibilité des données ECE, ED et EPD	
E10	TO GO	X				
E11	TO GO		X			
E12	TO GO				X	

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification des entités fonctionnelles

Étant donné que le *coordonnateur de la fiabilité* a la meilleure vue d'ensemble sur le *BES*, c'est lui qui est l'entité la mieux placée pour désigner les *éléments* du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) sont exigées. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* seront tenus de recueillir des données adéquates pour les *éléments* du *BES* désignés.

Pour ce qui est des jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, la désignation est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leur réseau. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* qui possèdent des *éléments* du *BES* raccordés aux jeux de barres du *BES* ainsi désignés doivent veiller à recueillir des données adéquates.

Justification de l'exigence E1

L'analyse et la reconstitution des événements du *BES* nécessitent des données ECE et ED pour certains jeux de barres du *BES* jugés importants. L'annexe 1 présente une méthode uniforme pour déterminer ces jeux de barres ; des essais répétés de cette méthode ont confirmé qu'elle permet une répartition adéquate de la collecte de données ECE et ED. L'examen des données réelles de court-circuit dans le *BES* reçues de l'industrie en réponse à la demande de données de l'équipe de rédaction des normes sur la surveillance des perturbations (DMSDT), entre le 5 juin 2013 et le 5 juillet 2013, a révélé une forte corrélation entre, d'une part, la puissance apparente de court-circuit disponible à un jeu de barres de *transport* et, d'autre part, sa taille relative et son importance pour le *BES*, d'après i) son niveau de tension, ii) le nombre de *lignes de transport* et d'autres *éléments* du *BES* raccordés au jeu de barres, et iii) le nombre et la puissance des groupes de production raccordés au jeu de barres. Les jeux de barres du *BES* caractérisés par une puissance de court-circuit (en MVA) élevée sont des *éléments* du *BES* qui ont un effet important sur la fiabilité du *réseau* et sur sa performance. À l'inverse, les jeux de barres du *BES* dont la puissance de court-circuit est très faible entraînent rarement des événements dans une zone étendue ou des déclenchements en cascade, et c'est pourquoi les données ECE et ED pour ces *éléments* du *BES* ne sont pas aussi importantes. Après analyse et examen de données provenant de l'ensemble du continent, des seuils de puissance ont été établis de manière à permettre une collecte de données suffisante pour l'analyse d'événements, en faisant appel au meilleur jugement technique et opérationnel.

Il fallait par ailleurs éviter que la méthode définie pour la sélection des jeux de barres du *BES* ne concentre exagérément les données sur certains jeux de barres. C'est pourquoi la norme PRC-002-3 fixe un nombre minimal de jeux de barres pour lesquels les données ECE et ED sont exigées, d'après le niveau de court-circuit. À partir de ces concepts, et en visant une couverture de données suffisante pour l'analyse d'événement, l'équipe de rédaction DMSDT a établi la méthode présentée à l'annexe 1, axée sur la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé. Cette méthode assure une couverture comparable et suffisante pour les données ECE et ED, sans égard aux différences de taille et de topologie de *réseau* des *propriétaires d'installation de transport*, dans toutes les *Interconnexions*. En

outre, cette méthode offre une certaine latitude de jugement dans le processus de désignation des jeux de barres afin d'assurer une répartition suffisante.

La désignation des jeux de barres du *BES* pour lesquelles des données ECE et ED sont exigées est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leur *réseau*.

Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit réévaluer la liste des jeux de barres du *BES* au moins toutes les cinq années civiles afin de tenir compte des changements apportés au *réseau*. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour cette liste au fur et à mesure des changements dans le *BES* ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente.

Étant donné que les équipements raccordés à un jeu de barres du *BES* peuvent avoir plusieurs propriétaires, la notification prescrite à l'exigence E1 est nécessaire pour que tous les propriétaires concernés soient avisés.

Un délai de notification de 90 jours civils laisse suffisamment de temps au *propriétaire d'installation de transport* pour le processus de désignation et de notification.

Justification de l'exigence E2

Cette exigence oblige à recueillir des données ECE d'état (position ouvert ou fermé) des disjoncteurs susceptibles de couper le courant dans chaque *élément* du *BES* raccordé à un jeu de barres du *BES*. Les changements d'état de disjoncteur, horodatés conformément à l'exigence E10 selon un étalon de temps normalisé, constituent les points de repère de départ pour la reconstitution de la chronologie détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau*. Une autre nomenclature de surveillance d'état peut être utilisée pour les dispositifs autres que les disjoncteurs.

Justification de l'exigence E3

Les grandeurs électriques exigées peuvent soit être mesurées directement, soit être calculables à partir des données ED enregistrées (par exemple le courant résiduel ou de neutre si les courants de phase sont mesurés directement). Afin de tenir compte de tous les types de défaut possibles, toutes les tensions phase-neutre de jeu de barres du *BES* doivent être calculables pour chaque jeu de barres désigné selon l'exigence E1. Les données de tension de jeu de barres sont adéquates pour l'analyse des *perturbations* du *réseau*. Les courants de phase et le courant résiduel sont nécessaires pour distinguer un défaut de phase d'un défaut à la terre, en plus de faciliter par ailleurs la localisation du défaut et l'analyse de la cause du déclenchement du relais. Dans le cas des transformateurs (alinéa 3.2.1), les données peuvent provenir du côté haute tension ou basse tension du transformateur. Les transformateurs élévateurs de groupe de production et les conducteurs qui relient ces transformateurs 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* sont exclus de l'exigence E3, car le courant fourni par un groupe de production à un défaut dans le *réseau* de *transport* sera capté par les données ED du *réseau* de *transport*, et les données ED du *réseau* de *transport* capteront les défauts au point de raccordement du groupe de production.

Les *propriétaires d'installation de production* peuvent mettre en place cette capacité d'enregistrement ou, si les *propriétaires d'installation de transport* disposent déjà de données ED adéquates, conclure une entente avec ceux-ci. Cependant, l'obligation de fournir ces données incombe toujours, en dernier ressort, au *propriétaire d'installation de production*.

Justification de l'exigence E4

Les données de défaut horodatées avant et après déclenchement aident à analyser le fonctionnement du *réseau* électrique et à déterminer si les choses se sont déroulées de la façon prévue. Les défauts dans le *réseau* persistent généralement pendant une courte période ; une longueur totale minimale d'enregistrement de 30 cycles est adéquate. L'alinéa 4.1 admet « un ou plusieurs enregistrements » afin d'autoriser l'emploi d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont synchronisés, peuvent produire des données de défaut adéquates même si elles ne couvrent pas une durée continue de 30 cycles.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle (960 Hz) est nécessaire pour obtenir des données de position sur l'onde permettant de recréer avec exactitude les conditions de défaut.

Justification de l'exigence E5

L'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) sert à recueillir des données pendant et après les *perturbations* dans le *BES* ; ces données servent à l'analyse d'événement et à la validation du comportement du *réseau*. Les données EPD jouent un rôle essentiel dans l'analyse des *perturbations* étendues, et l'exigence E5 vise à ce que ces données soient recueillies dans une zone suffisamment étendue pour certains *éléments* du *BES* afin de permettre une analyse d'événement exacte et efficace. Le *coordonnateur de la fiabilité* dispose de la meilleure vue d'ensemble sur le *réseau*, et c'est à lui qu'il incombe de désigner un nombre suffisant d'*éléments* du *BES* pour la collecte des données EPD. La désignation des *éléments* du *BES* pour lesquels l'exigence E5 impose de recueillir des données EPD est fondée sur l'expérience de l'industrie en analyse des *perturbations* étendues et sur le besoin de données adéquates pour faciliter l'analyse d'événement. Une collecte adéquate des données pour ces *éléments* du *BES* améliore nettement la justesse de l'analyse et la compréhension de la cause de l'événement, au-delà de la description de l'événement lui-même.

À partir de son expérience concernant l'influence des changements dans le *BES* sur la collecte des données EPD, l'équipe de rédaction DMSDT considère qu'un intervalle de cinq années civiles pour la réévaluation de la liste des *éléments* du *BES* est raisonnable. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour la liste au fur et à mesure des changements dans le *BES* ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente. Cependant, la norme laisse au *coordonnateur de la fiabilité* toute liberté de procéder à des réévaluations plus fréquentes pour tenir compte de changements aux *éléments* du *BES*.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aviser tous les propriétaires des *éléments* du *BES* désignés que des données EPD sont exigées en vertu de la norme. Le *coordonnateur de la fiabilité* communique à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* uniquement la liste des *éléments* du *BES* désignés qui sont les siens, et non la liste complète. Cette communication sélective des *éléments* du *BES* est nécessaire pour que les propriétaires des *éléments* du *BES* visés soient au courant de leurs responsabilités en vertu de la norme.

L'installation de l'équipement de surveillance incombe aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* visés. Le délai d'installation est indiqué dans le plan de mise en œuvre ; il commence à courir au moment de la notification par le *coordonnateur de la fiabilité*. Les données de chaque *élément* du *BES* spécifié par le *coordonnateur de la fiabilité* doivent être fournies ; cependant, ces données peuvent provenir soit de mesures directes, soit de calculs précis. À l'exception des circuits CCHT, les données EPD ne sont exigées que pour un côté ou une borne des *éléments* du *BES* désignés. Par exemple, les données EPD doivent être fournies pour au moins une borne d'une ligne de transport ou d'un transformateur élévateur de groupe de production, mais non pour les deux bornes. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux *coordonnateurs de la fiabilité*, chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit considérer ce point de raccordement de façon indépendante, et les

deux devront collaborer pour déterminer comment surveiller les *éléments* du *BES* pour lesquels des données EPD sont exigées. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux *propriétaires d'installation de transport*, ou entre un *propriétaire d'installation de transport* et un *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la fiabilité* déterminera quelle entité devra fournir les données. Le *coordonnateur de la fiabilité* avisera le propriétaire en cause que des données EPD sont exigées pour ses *éléments* du *BES*.

La section *Éclaircissements et commentaires techniques* offre de plus amples détails sur la justification technique des différents *éléments* du *BES* désignés selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 ; la collecte de données EPD pour ces *éléments* facilitera une analyse d'événement approfondie et éclairante en cas de *perturbation* étendue dans le *BES*. L'alinéa 5.2 vise à assurer une couverture étendue touchant tous les *coordonnateurs de la fiabilité*. Le but visé est que chaque *coordonnateur de la fiabilité* dispose de données EPD pour un *élément* du *BES*, plus au moins un *élément* du *BES* supplémentaire par tranche de 3 000 MW de sa demande de pointe simultanée historique.

Justification de l'exigence E6

Les données EPD servent à mesurer la réponse transitoire à des *perturbations* du *réseau* en régime relativement équilibré après défaut. C'est pourquoi une tension phase-neutre ou une tension de composante directe est suffisante. Les grandeurs électriques exigées peuvent être obtenues par calcul ou par déduction.

Puisque tous les jeux de barres du *BES* à un même endroit sont à la même fréquence, une seule mesure de fréquence est suffisante.

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-3 supposent une configuration de réseau dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Justification de l'exigence E7

Une partie cruciale de l'analyse d'une *perturbation* étendue consiste à bien comprendre la réponse dynamique des ressources de production. Les *propriétaires d'installation de production* doivent donc recueillir, du côté haute ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production, des données EPD comportant les grandeurs électriques prescrites, de manière à décrire adéquatement la réponse du groupe de production. La norme définit en quoi consistent les données EPD exigées, et non comment les obtenir. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent mettre en place cette capacité d'enregistrement ou, si les *propriétaires d'installation de transport* disposent déjà de données EPD adéquates, conclure une entente avec ceux-ci. Cependant, l'obligation de fournir ces données incombe toujours, en dernier ressort, au *propriétaire d'installation de production*.

Justification de l'exigence E8

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, ce qui rend essentielles les données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de l'événement.

Certains équipements EPD existants peuvent ne pas produire un enregistrement continu. Afin de permettre l'utilisation de tels équipements s'ils ont été installés avant l'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements sur déclenchement sont admis. Les déclenchements liés à la fréquence sont définis d'après la réponse dynamique associée à chaque *Interconnexion*. Le déclenchement en sous-tension est

défini de manière à détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR).

Justification de l'exigence E9

Une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde, qui correspond à 16 points par cycle à l'entrée de l'équipement EPD, assure une précision adéquate pour le calcul de signaux de tension et de fréquence complexes.

Une fréquence d'au moins 30 points par seconde pour l'enregistrement des grandeurs électriques renvoie à la cadence de calcul de l'équipement pour la mesure et l'enregistrement. Un minimum de 30 points par seconde permet de surveiller les oscillations à basse fréquence qui présentent habituellement un intérêt particulier pendant les *perturbations* du réseau.

Justification de l'exigence E10

La synchronisation des données de surveillance des *perturbations* est essentielle pour l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses et dispersées géographiquement. Le temps universel coordonné (UTC) est un étalon de temps reconnu, établi à partir d'horloges atomiques, qui assure des mesures temporelles très précises. Toutes les données doivent être fournies au format de temps UTC, avec ou sans décalage de l'heure locale exprimé par un nombre négatif (différence entre l'heure UTC et celle du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées).

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance. L'équipement qui sert à mesurer les grandeurs électriques doit être synchronisé à ± 2 ms ; cependant, la précision d'application de l'horodatage aux données elles-mêmes n'est pas imposée. Cette latitude s'explique par les délais inhérents à la mesure des grandeurs et des événements électriques (par exemple la fermeture d'un disjoncteur), à la transmission des mesures, aux algorithmes et aux techniques de calcul des mesures, etc. Une précision de ± 2 ms de l'horloge interne des équipements de surveillance suffira pour produire des données synchronisées.

Justification de l'exigence E11

L'analyse d'une *perturbation* dans une zone étendue nécessite des données provenant de nombreux équipements et d'entités diverses. La normalisation du format interne et de la dénomination des fichiers de données permettra d'accélérer grandement l'analyse.

Le délai de 30 jours civils (ou davantage si le demandeur y consent) pour la transmission des données visées par l'alinéa 11.1 représente un préavis raisonnable pour rassembler les données et procéder aux calculs ou aux mises en forme nécessaires, le cas échéant.

Les données doivent être récupérables pour une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement ; on peut donc compter en tout temps sur des données couvrant une période mobile de 10 jours civils. La demande de données est faite habituellement le jour même ou le lendemain d'un événement majeur pour lequel les données sont requises. Le fait de spécifier une période de 10 jours civils permet de limiter de façon raisonnable l'obligation de stockage des données, ainsi que de clarifier la durée de disponibilité des données sur laquelle l'entité demandeuse peut compter. Le demandeur doit être au fait de la limite de 10 jours imposée par l'alinéa 11.1 ; cette limite est justifiée par le fait que la conservation des données sur une période plus longue serait à la fois coûteuse et inutile.

Les données ECE doivent être fournies au format CSV avec encodage ASCII selon les indications de l'annexe 2. Si l'équipement ne peut pas produire directement ces données, un programme de

conversion simple permettra d'obtenir ce format. Avec un format de données ainsi uniformisé, les outils logiciels pourront bien plus commodément analyser les données ECE relatives à un événement.

L'alinéa 11.4 spécifie que les fichiers de données ED et EPD doivent être au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente. Cette norme est bien établie dans l'industrie. La version C37.111-2013 comporte une annexe qui décrit l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs ; cependant, la version C37.111-1999 est d'usage courant dans l'industrie aujourd'hui.

L'alinéa 11.5 exige que la dénomination des fichiers respecte la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, pour les données de surveillance des *perturbations*. Ce format de fichier simplifie l'analyse des perturbations majeures, et comprend des indications critiques comme le décalage de l'heure locale associé à la synchronisation des données.

Justification de l'exigence E12

Tout *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* qui possède des équipements servant à la collecte de données exigées en vertu de la norme doit remédier à toute perte de capacité de ces équipements dans un délai de 90 jours civils afin d'assurer une production de données adéquate pour les analyses d'événement. S'il est impossible de rétablir la surveillance des *perturbations* dans le délai précité (cycle budgétaire, équipes de maintenance, fournisseurs, temps d'indisponibilité nécessaire, etc.), l'entité doit soumettre un *plan d'actions correctives* visant à rétablir la capacité d'enregistrement de données. Le délai fixé dans ce *plan* dépendra de l'entité et du type de données en cause. La limite de 90 jours civils s'applique également dans les cas où la capacité d'enregistrement serait hors service pour cause de maintenance ou d'essais. Une indisponibilité d'un *élément* du BES surveillé n'est pas interprétée comme une perte de capacité de surveillance des *perturbations*.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

La norme PRC-002-3 ne donne pas d'indication sur la manière de recueillir les données de surveillance des *perturbations*, mais spécifie plutôt quelles données du *BES* on souhaite obtenir. Il existe divers moyens de recueillir les données exigées par la norme PRC-002-3 ; les équipements existants et actuellement proposés permettent de respecter les exigences de la norme. La norme souligne aussi l'importance de maintenir en service les équipements de surveillance des *perturbations* afin d'assurer l'exhaustivité de la saisie des données du *BES*.

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-3 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

La norme PRC-002-3 prescrit quelles données il faut recueillir, sans spécifier la manière de le faire.

Précisions sur l'exigence E1

L'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED) sont importants pour l'analyse, la reconstitution et la déclaration des *perturbations* du *réseau*. Cependant, il n'est pas nécessaire d'avoir des données ECE et ED pour chaque jeu de barres du *BES* pour réaliser une analyse adéquate ou approfondie d'une *perturbation*. Principaux outils d'analyse d'événement, l'horodatage synchronisé des changements d'état de disjoncteur et l'enregistrement des ondes de tension et de courant de différents circuits permettent de reconstituer avec précision le déroulement de *perturbations* localisées ou étendues.

L'abondance d'une information de qualité est toujours appréciée dans le contexte d'une analyse d'événement. Cependant, une surveillance intégrale de tous les *éléments* du *BES* n'est ni réaliste ni nécessaire pour une analyse efficace de *perturbations* étendues. Il importe donc de sélectionner judicieusement les jeux de barres du *BES* à surveiller, en se guidant sur les principes suivants :

1. repérer les jeux de barres du *BES* avec disjoncteurs situés à des endroits où l'on peut recueillir des données cruciales en cas de besoin ;
2. éviter les chevauchements de surveillance excessifs ;
3. éviter les discontinuités de couverture dans des secteurs critiques ;
4. inclure les *éléments* du *BES* susceptibles de propager une *perturbation* ;
5. ne pas insister pour surveiller un *élément* du *BES* qui est plus susceptible d'être la victime que la cause d'une *perturbation* ;
6. établir des critères de sélection afin d'assurer une couverture efficace dans différentes régions du continent.

Les principales caractéristiques à prendre en compte dans le processus de sélection sont :

1. le niveau de tension du réseau ;
2. le nombre de lignes de transport raccordées à un poste électrique ;
3. le nombre et la puissance des groupes de production en circuit ;
4. les niveaux de court-circuit disponibles.

Bien qu'il soit assez simple en soi d'établir des critères pour la désignation des jeux de barres du *BES*, une analyse a été nécessaire afin d'établir un fondement technique solide pour réaliser les objectifs requis.

Pour répondre à ces questions et établir des critères de couverture de données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES*, l'équipe de rédaction DMSDT a formé un sous-groupe d'analyse des valeurs

surveillées, baptisé équipe MVA. L'équipe MVA a recueilli des informations à partir d'une grande variété de *réseaux de transport* dans l'ensemble du continent afin d'analyser les jeux de barres de transport d'après les caractéristiques établies précédemment pour le processus de sélection.

L'équipe MVA a constaté qu'il n'est pas possible d'établir des critères assurant une couverture de données ECE et ED adéquate uniquement d'après des caractéristiques simples et précises, comme le nombre de lignes raccordées à un poste électrique à un niveau de tension particulier ou à un niveau donné de courant de court-circuit. Afin d'obtenir une couverture appropriée, une méthode relativement simple mais efficace pour le choix des jeux de barres pour les données ECE et ED a été mise au point. Cette procédure, présentée à l'annexe 1, aide les entités à respecter l'exigence E1 de la norme.

La méthode de désignation des jeux de barres pour lesquels des données ECE et ED sont exigées pondère plus fortement les jeux de barres dont le niveau de court-circuit est plus élevé. Ce choix s'appuie sur les raisons suivantes :

1. cette méthode est indépendante du niveau de tension ;
2. elle tend à désigner des jeux de barres proches des grands centres de production ;
3. elle tend à désigner des jeux de barres là où une élimination différée peut entraîner des *déclenchements en cascade* ;
4. les jeux de barres désignés par cette méthode sont corrélés directement à l'équation universelle du transit de puissance : une impédance plus faible est associée à des transits de puissance plus importants, d'où un impact plus grand sur le *réseau*.

Pour effectuer les calculs de l'annexe 1, les informations suivantes sont nécessaires et les étapes ci-après (présentées ici sous forme abrégée) sont à suivre pour les *réseaux* comportant plus de 11 jeux de barres du *BES* dont le niveau de court-circuit triphasé est supérieur à 1 500 MVA.

1. Établir le nombre total de jeux de barres du *BES* dans le *réseau de transport* à l'étude.
 - a. Seuls des jeux de barres réels de poste sont inclus dans ce nombre.
 - b. Les jeux de barres fictifs créés à des fins de modélisation du réseau sont exclus.
2. Déterminer la puissance de court-circuit triphasé (en MVA) pour chaque jeu de barres.
3. Exclure de la liste les jeux de barres dont la puissance de court-circuit est inférieure à 1 500 MVA.
4. Déterminer la puissance de court-circuit médiane des 11 jeux de barres ayant la puissance la plus élevée (le sixième jeu de barres dans la liste).
5. Multiplier par 20 % la puissance de court-circuit médiane.
6. Réduire la liste de jeux de barres à ceux dont la puissance de court-circuit est supérieure à 20 % de la valeur médiane.
7. Désigner pour la saisie des données ECE et ED les jeux de barres dont la puissance de court-circuit tombe dans la tranche supérieure de 10 % de la liste établie à l'étape 6.
8. Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres qui représentent une tranche supplémentaire de 10 % de la liste, selon le meilleur jugement technique et en tenant compte des considérations suivantes :
 - jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations ;
 - zones sensibles aux variations de tension ;
 - zones de consommation et de production cohérentes ;
 - jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
 - jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;

- installations importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.

Dans le contexte de l'analyse d'un événement, les données EPD fournissent une information plus intéressante que les données ECE ou ED sur les groupes de production et sur leur réponse aux événements dans le *réseau* avant et après contingence. Les données ECE sur l'ouverture des appareils de coupure principaux de groupe de production (par exemple un disjoncteur de synchronisation) peuvent ne pas indiquer de façon fiable l'heure réelle de la mise hors circuit d'un alternateur ; par exemple, lorsque le déclenchement est causé par un retour d'énergie après la perte de la machine motrice du groupe (par exemple une turbine à gaz ou à vapeur). C'est pourquoi la norme n'exige que des données EPD.

L'intervalle de réévaluation de cinq ans a été déterminé d'après l'expérience des membres de l'équipe de rédaction DMSDT de manière à assurer une prise en compte adéquate des changements de configuration de *réseau* tout en évitant des réévaluations trop fréquentes.

Précisions sur l'exigence E2

L'analyse d'une *perturbation* étendue commence souvent par l'examen des données ECE afin de déterminer le ou les événements déclencheurs puis de suivre la propagation de la *perturbation*. L'enregistrement des manœuvres de disjoncteur aide à déterminer l'interruption du courant dans les lignes ; par ailleurs, les données EPD renseignent mieux sur l'état de charge des groupes de production puisque la charge des groupes peut être essentiellement nulle, sans égard à la position des disjoncteurs. Il est toutefois nécessaire de recueillir les données ECE des disjoncteurs de groupe de production reliés directement à un jeu de barres du *BES* désigné, car il est important dans une analyse d'événement de savoir quand un défaut à un jeu de barres du *BES* est éliminé, indépendamment de la charge du groupe de production.

Cette exigence s'applique aussi aux *propriétaires d'installation de production*, car dans certains cas ils possèdent des disjoncteurs raccordés directement au jeu de barres du *BES* du *propriétaire d'installation de transport*.

Précisions sur l'exigence E3

Les jeux de barres du *BES* pour lesquels des données ED sont exigées sont désignés selon la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme. Les *éléments* du *BES* raccordés à ces jeux de barres comprennent :

- les transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;
- les lignes de *transport*.

Des données ED sont exigées seulement pour les *éléments* qui font partie du *BES* selon la définition la plus récente de la NERC. Par exemple, les lignes radiales ou les transformateurs dont la tension côté basse tension est inférieure à 100 kV ne sont pas visés.

Les données ED doivent être déterminables à partir de chaque borne d'un *élément* du *BES* raccordé aux jeux de barres du *BES* visés.

Les transformateurs élévateurs de groupe de production sont exclus de cette exigence, pour les raisons suivantes :

- le courant fourni par un groupe de production en cas de défaut dans le *réseau de transport* sera capté par les données ED du *réseau de transport* ;
- dans le cas d'un défaut dans les lignes de raccordement d'une installation de production, des données de courant de défaut provenant du côté poste de *transport* de ce raccordement sont suffisantes. Le courant de défaut fourni par un groupe de production est facile à calculer au besoin.

L'équipe de rédaction DMSDT, après consultation avec le groupe de travail sur l'analyse des événements de la NERC, a conclu que des données EPD provenant de certains emplacements de groupe de production sont plus importantes pour l'analyse d'événement que les données ED.

Enregistrement des grandeurs électriques

Pour pouvoir analyser efficacement un défaut, il est nécessaire de connaître les valeurs de tous les courants de phase et de neutre et toutes les tensions phase-neutre. À partir de telles données ED, il est possible de déterminer tous les types de défaut. Les données ED apportent aussi un complément utile aux données ECE pour l'évaluation du comportement des disjoncteurs.

Enregistrement des valeurs de courant

Les grandeurs électriques exigées sont normalement obtenues par mesure directe ; certaines peuvent l'être par calcul si les données mesurées sont suffisantes, par exemple les courants résiduels ou de neutre.

Comme un *réseau de transport* est généralement bien équilibré, les courants de phase ayant essentiellement des valeurs semblables et un déphasage de 120 degrés, le courant de neutre (résiduel) est négligeable en conditions normales. En cas de défaut à la terre, le déséquilibre des courants de phase produit un courant résiduel qu'il est possible de mesurer ou de calculer.

Le courant de neutre, aussi appelé courant de terre ou courant résiduel (I_r), correspond à la somme vectorielle des trois courants de phase :

$$I_r = 3 \cdot I_0 = I_A + I_B + I_C$$

I_0 : courant homopolaire

I_A , I_B et I_C : courants de phase (vecteurs)

Un autre exemple de calcul des grandeurs électriques fait appel à la loi de Kirchhoff. Les courants de défaut pour un des *éléments* du *BES* raccordés à un jeu de barres du *BES* donné peuvent être obtenus à partir de la somme vectorielle des courants de défaut mesurés aux autres *éléments* du *BES* raccordés au jeu de barres en question.

Enregistrement des valeurs de tension

Les tensions doivent être enregistrées ou calculées avec précision aux jeux de barres du *BES* pertinents.

Précisions sur l'exigence E4

Des données de défaut avant et après déclenchement combinées à des données ECE de disjoncteur, le tout synchronisé sur une horloge commune ayant une précision de l'ordre de la milliseconde, aident à déterminer si un *système de protection* a fonctionné comme prévu lors d'un défaut. Généralement, les défauts dans le *BES* persistent pendant une très brève période d'environ 1 à 30 cycles ; c'est pourquoi un enregistrement de 30 cycles fournit des données adéquates. L'option d'avoir plusieurs enregistrements discontinus permet l'utilisation d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont

synchronisés, produiront des données de défaut adéquates ; ces équipements ne peuvent pas produire des données de défaut dans un même enregistrement de 30 cycles contigus.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle est exigée, ce qui permet d'obtenir un tracé fidèle de l'onde ainsi qu'une résolution de 1 milliseconde pour toute entrée numérique qui pourrait recevoir les données ED.

Des enregistrements de données ED peuvent être déclenchés lorsque la valeur mesurée passe au-dessus ou au-dessous d'un seuil de déclenchement. L'alinéa 4.3.1 spécifie un enregistrement en cas de surintensité dans le neutre (courant résiduel) pour les défauts à la terre ; l'alinéa 4.3.2 spécifie un enregistrement en cas de sous-tension ou de surintensité pour un défaut phase-phase.

Précisions sur l'exigence E5

L'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) est un moyen de surveillance des *perturbations* étendues qui renseigne sur le comportement électromécanique du *réseau* pendant et après les *perturbations* et qui aide à valider le modèle de *réseau*. L'emplacement des équipements EPD découle habituellement d'études stratégiques sur la stabilité angulaire, en fréquence, en tension et en oscillation. Cependant, afin de surveiller adéquatement la réponse dynamique du *réseau* et d'assurer une couverture suffisante du comportement du *réseau*, des données EPD sont exigées pour des *éléments* clés du *BES* en plus d'une couverture EPD minimale.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* est tenu de désigner un nombre suffisant de points de surveillance EPD, soit au minimum un *élément* du *BES* plus un *élément* du *BES* supplémentaire par tranche de 3 000 MW de la demande de pointe simultanée historique. Ces données EPD visent à assurer une couverture adéquate dans l'ensemble d'une *Interconnexion*. Plus précisément, pour tout *élément* clé du *BES* situé dans la *zone de fiabilité* et pour lequel des données EPD sont exigées, un équipement EPD doit être en place. Si un *coordonnateur de la fiabilité* ne répond pas aux exigences de l'alinéa 5.1, une couverture supplémentaire est spécifiée.

La perte de grandes ressources de production peut mettre en cause la stabilité en fréquence et angulaire pour toutes les *Interconnexions* de l'Amérique du Nord. La collecte des données décrivant la réponse dynamique de ces machines pendant une *perturbation* contribue à l'analyse des *perturbations* étendues. Si l'on dispose de données sur la réponse dynamique des groupes de production aux *perturbations*, on a de bien meilleures chances de comprendre *pourquoi* un événement survient, et non seulement la nature de cet événement. Dans le but d'établir des critères de puissance pour les groupes à surveiller, l'équipe de rédaction DMSDT a obtenu un chiffrier de données indiquant la puissance de chacun des groupes de production nord-américains déclarés en 2013 dans le cadre du programme GADS (Generating Availability Data System) de la NERC. L'équipe de rédaction a analysé ces données afin de déterminer : i) combien de groupes se situaient au-dessus ou au-dessous de certains seuils de puissance ; et ii) la somme globale des puissances des groupes situés entre ces seuils. Des statistiques (moyennes et pourcentages) ont ensuite été produites à partir de ces données. L'équipe de rédaction a dégagé les informations de base suivantes sur les groupes de production pertinents (parc nord-américain actuel, selon les chiffres de 2013) :

- le nombre total de groupes de production présentés dans le chiffrier ;
- le nombre de groupes de production de 20 MW ou plus – leurs propriétaires doivent généralement être inscrits comme *propriétaires d'installation de production* dans le programme de surveillance de la conformité (CMEP) de la NERC ;
- le nombre total de groupes correspondant à certaines tranches de puissance ;

- la somme globale des puissances (en MW) des groupes appartenant à ces tranches.

Les données du chiffrier ne permettaient pas de localiser la centrale qui correspond à chaque groupe de production : l'équipe de rédaction n'a donc pas pu déterminer quels groupes sont situés ensemble dans un même lieu de production ou une même installation.

À partir de cette information, l'équipe de rédaction a pu tenter d'établir des seuils de puissance pour les groupes de production ; ces seuils sont indiqués à l'alinéa 5.1.1. Les ressources de production pour lesquelles des données EPD sont exigées sont les groupes dont la puissance nominale brute est « d'au moins 500 MVA ». Ce seuil de 500 MVA a été retenu parce qu'il représente environ 47 % de la capacité de production dans l'ensemble du territoire de la NERC et il fait en sorte que la collecte de données EPD est nécessaire sur environ 12,5 % seulement des groupes de production. Comme il est mentionné plus haut, les données disponibles n'indiquent pas l'emplacement des groupes ; il a donc été impossible de faire des regroupements par centrale pour en calculer la puissance totale. L'alinéa 5.1.1 vise toutefois les groupes de grande puissance situés dans de grandes centrales électriques et susceptibles de mettre en cause la stabilité du *réseau* en cas de perte de plusieurs groupes importants découlant d'une contingence électrique ou autre. Pour les centrales électriques, des données EPD sont exigées pour chaque groupe d'une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA. Le seuil de 300 MVA a été fixé d'après le jugement et l'expérience de l'équipe de rédaction ; l'impact différentiel sur le nombre de groupes à surveiller devrait être assez faible. Dans une centrale à cycle combiné où un seul groupe de production a une puissance d'au moins 300 MVA, des données EPD seraient exigées seulement pour ce groupe.

Des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* permanentes sont établies afin de maintenir le *réseau* à l'intérieur de certaines balises de fiabilité et de sécurité. Les limites SOL relatives à la stabilité angulaire ou en tension, en particulier, influent fortement sur la fiabilité et le bon fonctionnement du *BES*. C'est pourquoi des données EPD sont exigées pour au moins un *élément* du *BES* lié à chaque SOL.

Le projet de norme exige des données EPD pour « un ou plusieurs *éléments* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ». En effet, tout dépassement de ces limites présente une menace pour la stabilité du *réseau* et pourrait entraîner des déclenchements en cascade. Les limites IROL peuvent être définies par référence à un ou plusieurs *éléments* du *BES* surveillés ou contingentés. La norme n'impose pas la sélection des *éléments* du *BES* surveillés ou contingentés ; l'équipe de rédaction estime que ce choix relève plutôt du *coordonnateur de la fiabilité* pour chaque limite IROL en cause, selon la gravité de son dépassement.

Les secteurs soumis à un programme de délestage en sous-tension (DST) sont sujets à des instabilités en tension puisqu'ils correspondent généralement à des zones de forte demande. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit reconnaître les zones où un programme de DST est en place et désigner un *élément* du *BES* dont la surveillance EPD permettra d'enregistrer les délestages ou les instabilités en tension dans le *BES*. Par exemple, un grand poste électrique à 500 kV ou à 230 kV dans le *réseau* THT, à proximité de la zone de forte demande soumise au programme de DST, serait probablement un lieu électrique approprié pour recueillir des données EPD utiles pour l'analyse après *perturbation* de la réponse de la zone en question à de grandes déviations (de tension, de fréquence, etc.) dans le *réseau*.

Précisions sur l'exigence E6

Les données EPD montrent la réponse transitoire aux *perturbations* du *réseau* après l'élimination d'un défaut, en régime d'exploitation relativement équilibré. Il est donc suffisant de fournir une seule tension phase-neutre ou de composante directe. Il n'est pas exigé de mesurer les trois phases du circuit, bien que cela puisse servir à calculer et à enregistrer la tension de composante directe.

Les jeux de barres pour lesquels une mesure de tension est exigée dépendent de la liste des *éléments* du *BES* désignés par le *coordonnateur de la fiabilité* selon l'exigence E5. La norme n'exige pas une mesure de tension distincte pour chaque *élément* du *BES* s'il existe un point de mesure de tension commun à un jeu de barres. Par exemple, une configuration à disjoncteur et demi ou à double jeu de barres comportant un jeu de barres nord (ou est) et un jeu de barres sud (ou ouest) obligerait à enregistrer la tension aux deux jeux de barres, puisque l'un ou l'autre peut être mis hors service indéfiniment tout en permettant à l'*élément* du *BES* désigné de rester en service. On peut y parvenir soit en enregistrant séparément les deux tensions de jeu de barres, soit en installant un sélecteur pour relier l'une ou l'autre de ces tensions à une entrée unique de données EPD. Il s'agit en fait d'atténuer le potentiel d'interruption des calculs de fréquence, d'angle de phase, de puissance active et de puissance réactive découlant de la perte d'un point de mesure de tension alors qu'une mesure de tension adéquate est bel et bien disponible dans ces conditions de service.

Il faut souligner que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-3 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Si un enregistrement de courant est nécessaire, il doit porter sur la même phase que l'enregistrement de tension au point de mesure correspondant si une seule tension phase-neutre est fournie. Il est également acceptable d'enregistrer le courant de composante directe.

Pour tous les circuits où l'enregistrement du courant est nécessaire, la *puissance active* et la *puissance réactive* seront enregistrées en valeurs triphasées. Ces enregistrements peuvent être calculés à partir des grandeurs de phase ou de composante directe.

Précisions sur l'exigence E7

Toutes les indications formulées ci-dessus pour l'exigence E6 s'appliquent aussi à l'exigence E7. Puisque les enroulements côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production peuvent être couplés en triangle, l'enregistrement de tension phase-phase est acceptable. Comme il a été expliqué pour l'exigence E6, le *BES* fonctionne en régime relativement équilibré ; si nécessaire, on peut donc calculer les grandeurs phase-neutre à partir des grandeurs phase-phase.

Soulignons de nouveau que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-3 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Précisions sur l'exigence E8

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, d'où l'importance capitale des données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de la *perturbation*.

Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* doivent avoir des données EPD continues pour les *éléments* du *BES* désignés selon l'exigence E6. Cependant, l'exigence E8 reconnaît que d'anciens équipements, dépourvus de capacité d'enregistrement continu, peuvent être en place pour certains *éléments* du *BES*. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements EPD sur déclenchement sont acceptables si leur durée est de trois minutes et si au moins un des modes de déclenchement décrits à l'alinéa 8.2 est utilisé :

- Écart par rapport à la fréquence nominale – Sert à détecter les excursions de fréquence (vers le haut ou vers le bas) d'une ampleur jugée substantielle selon la taille de l'*Interconnexion* et son inertie.
- Taux de variation de la fréquence – Sert à détecter les mouvements importants de la fréquence du *réseau* susceptibles d'être causés par de grands changements côté production ou côté charge, voire par des changements dans l'impédance du *réseau*.
- Écart en sous-tension – Permet de détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR). Une sous-tension persistante de 85 % se trouve à l'extérieur des tensions d'exploitation normales et est suffisamment basse pour signaler des conditions de tension anormales dans le *BES*.

Précisions sur l'exigence E9

Les données EPD décrivent la réponse dynamique du réseau électrique à une perturbation et sont utilisées pour l'analyse d'événements complexes. Ces données servent souvent à capter des *perturbations* brèves ou prolongées, par exemple une excursion de puissance. Comme les mesures pertinentes varient en fonction du temps, les données EPD sont normalement enregistrées sous la forme de valeurs efficaces ou de vecteurs de phase, plutôt que par des points d'échantillonnage comme pour les données ED.

La question de la fréquence d'échantillonnage de l'enregistreur est très importante, pour au moins deux raisons : la sélection du filtre antirepliement et l'exactitude de représentation du signal. La sélection du filtre antirepliement est associée à l'exigence d'une fréquence d'échantillonnage au moins deux fois supérieure à la fréquence maximale du signal échantillonné. De même, l'exactitude de représentation du signal dépend aussi du choix de la fréquence d'échantillonnage : en général, plus cette fréquence est élevée, meilleure est la représentation. Dans les conditions anormales à surveiller (par exemple un défaut ou autre perturbation), le signal d'entrée peut contenir des fréquences comprises entre 0 et 400 Hz ; c'est pourquoi une fréquence d'échantillonnage de 960 points par seconde (16 points par cycle) est jugée adéquate pour le signal d'entrée.

En général, les événements dynamiques à surveiller sont les oscillations interrégionales, les oscillations locales intergroupes, les modes torsionnels d'éolienne, les modes de contrôle CCHT, les modes de contrôle d'excitatrice et les modes torsionnels de turbine à vapeur. Leur fréquence varie entre 0,1 et 20 Hz. Afin de reconstituer ces événements dynamiques, une fréquence d'échantillonnage d'au moins 30 points par seconde est nécessaire.

Précisions sur l'exigence E10

La synchronisation des données de surveillance des perturbations permet l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses dispersées géographiquement. Cette synchronisation doit s'appuyer sur un étalon de temps reconnu universellement. L'étalon retenu est le temps universel coordonné (UTC), norme temporelle internationale établie à partir d'horloges atomiques offrant une précision de l'ordre de la fraction de seconde. Le décalage de l'heure locale, exprimé par un nombre négatif, représente la différence entre l'heure UTC et l'heure du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées.

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance.

La précision de synchronisation est spécifiée en réponse à la recommandation 12b de la section V (conclusions et recommandations) du rapport final du groupe de travail Canada–États-Unis, *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations* :

« Recommandation 12b : Les propriétaires d’installations doivent, en conformité avec les critères régionaux, mettre à niveau leurs enregistreurs dynamiques existants afin d’établir la synchronisation temporelle par GPS... »

Il est également indiqué, à la page 103 du rapport intérimaire du même groupe de travail, *Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada* :

« L’établissement d’une séquence précise et exacte des événements à l’origine de la panne était essentiel pour les autres volets de l’enquête. Une des principales difficultés rencontrées dans la reconstitution de cette séquence – bien que les données pertinentes à un événement aient été en partie horodatées – tenait au fait que des écarts de méthode d’horodatage existaient entre les diverses sources de données, et que tous les horodatages n’étaient pas synchronisés... »

À partir du rapport SP-6 *Synchronized Event Data Reporting* du NPCC (révision du 31 mars 2005), l’enquête du groupe de travail de rédaction a révélé que le signal d’horodatage des récepteurs GPS existants est caractérisé par une incertitude de l’ordre de la milliseconde, l’incertitude étant un descripteur quantitatif.

Précisions sur l’exigence E11

Cette exigence oblige les entités visées à fournir, à la demande du *coordonnateur de la fiabilité*, de l’*entité régionale* ou de la NERC, les données ECE et ED pour les jeux de barres du *BES* désignés selon l’exigence E1 et les données EPD pour les *éléments* du *BES* désignés selon l’exigence E5. Afin de faciliter l’analyse des *perturbations* dans le *BES*, il est important que le demandeur reçoive les données dans un délai raisonnable.

L’alinéa 11.1 de l’exigence E11 fixe à 30 jours civils le délai maximal de transmission des données. Il s’agit d’une période raisonnable pour rassembler les données et les soumettre au demandeur. L’entité peut demander une prolongation du délai de 30 jours ; si le demandeur est d’accord, l’entité doit alors fournir les données dans le délai ainsi prolongé.

L’alinéa 11.2 de l’exigence E11 fixe à 10 jours civils, à l’inclusion de la journée de l’enregistrement, la période minimale de données récupérables. Compte tenu de la capacité de stockage de données des équipements actuels, une période de stockage de 10 jours civils est réaliste et raisonnable (soulignons que les entités visées doivent tenir compte des délais prévisibles dans la récupération des données, ce qui peut nécessiter une période de stockage de plus de 10 jours). À titre de clarification, supposons qu’un incident survienne le jour 1. Si la demande de données est faite le jour 6, les données devront être fournies au demandeur dans un délai de 30 jours civils après la demande, ou davantage si le demandeur accepte un délai plus long. Par contre, si la demande est faite le jour 11, le délai de conservation des données de 10 jours civils prescrit est dépassé, et l’entité ne serait pas en infraction si elle ne disposait plus des données demandées.

L’alinéa 11.3 de l’exigence E11 impose pour les données ECE un format CSV (valeurs séparées par des virgules) selon les indications de l’annexe 2. Il est nécessaire de normaliser le format des données, car la production de la séquence détaillée des événements d’une *perturbation* du *réseau* amène à combiner les données de plusieurs entités.

L’alinéa 11.4 de l’exigence E11 impose pour les données ED et EPD le format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, norme d’usage courant dans

l'industrie. Il est nécessaire de normaliser le format des données, étant donné les nombreuses sources qui alimentent l'analyse détaillée de la *perturbation du réseau*. La plus récente révision de la norme COMTRADE (C37.111-2013) comporte une annexe qui décrit l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs.

L'alinéa 11.5 de l'exigence E11 stipule que les fichiers de données ECE, ED et EPD doivent être nommés selon la norme IEEE C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, dont la première version a été approuvée en 2007. La panne générale du 14 août 2003 a donné lieu à la collecte de milliers de fichiers de données d'enregistrement des défauts. Ces fichiers n'obéissant pas à des règles de dénomination communes, il s'est avéré difficile de discerner quels fichiers provenaient de quelle entité et de quels enregistreurs ; ce manque d'uniformité a compliqué grandement la tâche des enquêteurs. Par la suite, dans son rapport initial sur la panne, la NERC a souligné l'importance d'uniformiser la dénomination des fichiers, classant même ce besoin parmi ses dix principales recommandations.

Précisions sur l'exigence E12

Cette exigence demande aux *propriétaires d'installation de transport* ou aux *propriétaires d'installation de production* de veiller en permanence au bon fonctionnement des équipements de collecte de données ECE, ED et EPD pour les jeux de barres du *BES* et les *éléments* du *BES* désignés selon les exigences E1 et E5. Les propriétaires doivent rétablir la capacité de ces équipements dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une défaillance. Cette exigence tolère une proportion « raisonnable » de capacité hors service, celle-ci n'entraînant pas une insuffisance de données sur le *réseau*. Par ailleurs, un délai de 90 jours civils est habituellement suffisant pour la réparation ou la maintenance. Cependant, comme il peut y avoir des situations où il est impossible de rétablir la capacité de collecte dans un délai de 90 jours civils, l'exigence stipule que, dans de tels cas, l'entité visée doit soumettre un *plan d'actions correctives* à l'*entité régionale* et mettre en œuvre ce plan. Ces mesures sont jugées appropriées pour assurer une collecte de données robuste et adéquate.

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-5
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 établis pour assurer la détection fiable de toutes les situations de défaut 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-023-5 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 des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-5 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5.
 - 4.1.3 *Distributeur* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-5 aux bornes des circuits définis en 4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5, pourvu 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 transférer 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 et 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 d'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 transférer 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.

4.2.2.2 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 transférer 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.

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 les 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. 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 non-conformité (VRF) : élevé] [Horizon : planification à long terme]

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* saisonnières d'un circuit (exprimée en ampères) pour la durée de charge définie qui est le plus près de 4 heures.
2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la plus élevée des *caractéristiques assignées d'installation* sur 15 minutes saisonnières d'un circuit¹ (exprimée en ampères).
3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ne fonctionnent 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 et 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. au jeu de barres à chaque extrémité de la ligne ;

1. Lorsque des caractéristiques assignées sur 15 minutes ont été calculées et publiées pour l'exploitation en temps réel, elles peuvent être utilisées pour définir l'exigence de capacité de charge relative aux relais de protection.

- une impédance à chaque extrémité 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 des lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils ne fonctionnent 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 d'un réseau à faible source de sorte qu'ils ne fonctionnent 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 ne fonctionnent 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 du côté réseau des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent 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 du côté charge des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ne fonctionnent 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 des transformateurs 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 ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable du transformateur inscrite sur la plaque signalétique (exprimée en ampères), y compris la caractéristique assignée avec refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;
 - 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence 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 une surcharge égale ou supérieure à 150 % de la caractéristique assignée maximale applicable inscrite sur la plaque signalétique ou à 115 % de la caractéristique assignée de transformateur en situation d'urgence la plus élevée établie par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant d'effectuer 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 ne fonctionnent 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 de manière à permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut 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 non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

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.

- 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 les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification, de l'exploitant de réseau de transport et du coordonnateur de la fiabilité* quant à la capacité de circuit calculée. [*Facteur de risque de 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 de réseau 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 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 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 utilisant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-5 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 non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 6.1.** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-5, conformément aux dispositions de l'annexe B, qui précise notamment la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B de la norme PRC-023-5 ;
- 6.2.** fournir la liste des circuits à tous les *entités régionales, coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production et distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.

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 défaut 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 des *caractéristiques assignées d'installations*), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant les *caractéristiques assignées d'installation* du circuit ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les *caractéristiques assignées d'installation* résultantes ont été acceptées par le *coordonnateur de la planification, l'exploitant de réseau de transport* et le *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 au *coordonnateur de la planification, à l'exploitant de réseau de transport* et au *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 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 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'analyse des écoulements 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-023-5 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 des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

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 des mesures pour assurer la conformité* leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production* et le *distributeur* doivent conserver la documentation attestant leur conformité avec les 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 des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

- Audits de conformité
- Déclarations sur la conformité
- Contrôles ponctuels
- Enquêtes de conformité
- Déclarations de non-conformité
- Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Niveaux de gravité des non-conformités (VSL)

Ex.	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 les 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 a omis de s'assurer que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés de manière à permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut 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>

Ex.	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'accord du <i>coordonnateur de la planification</i>, de l'<i>exploitant de réseau de transport</i> et du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> quant 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 de réseau de transport</i> et au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> une liste à jour des circuits ayant 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>

Ex.	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas fourni à l'entité régionale une liste à jour des circuits ayant 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.
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, 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, mais il n'a pas précisé l'année civile au cours de laquelle</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, 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 au plus 15 mois 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, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires</i></p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis d'utiliser 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 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 au plus 15 mois entre les évaluations, pour</p>

Ex.	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		<p>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 lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2, 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 son établissement ou sa mise à jour. (6.2)</p>	<p><i>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 son établissement ou sa mise à jour. (6.2)</p>	<p>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 déterminés conformément à l'exigence E6. (6.1)</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 à l'alinéa 6.1, mais il a omis de fournir 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. (6.2)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a omis de déterminer les circuits de sa zone de planification pour lesquels les</p>

PRC-023-5 – Capacité de charge des relais de transport

Ex.	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				entités visées doivent se conformer à la norme.

E. Différences régionales

Aucune.

F. Document technique de référence supplémentaire

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 approuvant la norme PRC-023-2 (l'approbation entre en vigueur le 7 mai 2012)	

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
4	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
4	19 novembre 2015	Ordonnance de la FERC approuvant la norme PRC-023-4. Dossier RM15-13-000	
5	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	

PRC-023-5 – Annexe A

1. La présente norme porte sur les fonctions de protection qui peuvent provoquer un déclenchement, 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 blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - 1.5.4 déblocage par comparaison directionnelle (DCUB).
 - 1.6. éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) associés à des systèmes utilisant le courant et la communication (fil pilote, comparaison de phases et courant différentiel de ligne) et ayant la capacité 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 d'installation* dynamiques ;
 - 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-023-5 – 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 l'a confirmé le *coordonnateur de la planification* concerné.
- B2.** Le circuit est sélectionné par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* d'après les *évaluations de la planification* de l'*horizon de planification du transport à court terme* qui détectent des cas d'instabilité, de *déclenchements en cascade* ou de séparation non commandée ayant un effet négatif sur la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* pour les événements de planification.
- B3.** Le circuit constitue un chemin (avec l'accord de 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 moyen de la séquence ci-dessous d'analyses des écoulements de puissance⁴ effectuées par le *coordonnateur de la planification* pour l'*horizon de planification* de un à cinq ans :
 - a. Simuler des contingences doubles sélectionnées selon des principes d'ingénierie, sans ajustement manuel au réseau entre les deux contingences (reflétant 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 des circuits exploités entre 100 et 200 kV, évaluer 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*.

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

- c. Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées d'installation* peuvent être utilisées pour un circuit dans l'étude d'écoulement de puissance, baser le seuil de sélection sur les *caractéristiques assignées d'installation* qui correspondent à la durée de charge qui est le plus près de quatre heures.
 - d. Le seuil de sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées d'installation*.
 - i. Si les *caractéristiques assignées d'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 d'installation*.
 - ii. Si les *caractéristiques assignées d'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 d'installation*.
 - iii. Si les *caractéristiques assignées d'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 d'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.

A. Introduction

1. **Titre :** **Fonctionnement des relais pendant les oscillations de puissance stables**
2. **Numéro :** PRC-026-2
3. **Objet :** Faire en sorte que les relais de protection sensibles à la charge ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de production* qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC-026-2, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations
 - 4.1.2 *Coordonnateur de la planification*
 - 4.1.3 *Propriétaire d'installation de transport* qui emploie des relais de protection sensibles à la charge, tels que définis à l'annexe A de la norme PRC-026-2, aux bornes des *éléments* indiqués à l'alinéa 4.2, Installations
 - 4.2. **Installations :** *Éléments* suivants faisant partie du *système de production-transport d'électricité (BES)* :
 - 4.2.1 groupes de production ;
 - 4.2.2 transformateurs ;
 - 4.2.3 lignes de *transport*.
5. **Contexte :**

Il s'agit de la troisième des trois phases d'un projet d'élaboration de normes, consacrée à la rédaction de la présente norme de fiabilité sur le fonctionnement des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. Le 18 mars 2010, l'Ordonnance 733 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a approuvé la norme de fiabilité PRC-023-1, *Capacité de charge des relais de transport*. Dans cette ordonnance, la FERC demandait à la NERC d'entreprendre des travaux sur trois aspects de la capacité de charge des relais, plus particulièrement : apporter des modifications à la norme PRC-023-1 approuvée, élaborer une nouvelle norme de fiabilité sur la capacité de charge des relais de protection des groupes de production, et élaborer une nouvelle norme de fiabilité sur le fonctionnement des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. La demande SAR de ce projet a répondu à ces prescriptions de la NERC en établissant une démarche d'élaboration de normes en trois phases.

La phase 1 a porté sur les modifications demandées par l'Ordonnance 733 de la FERC à la norme PRC-023-1. La norme de fiabilité PRC-023-2, ainsi modifiée, est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2012.

La phase 2 a été consacrée à la rédaction de la nouvelle norme de fiabilité PRC-025-1, *Capacité de charge des relais de groupe de production*, portant sur la capacité de charge des relais de protection de groupes de production. La norme PRC-025-1 est entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2014, en même temps que la norme PRC-023-3, modifiée pour des raisons d'harmonisation avec la norme PRC-025-1.

La phase 3 vise à empêcher le déclenchement intempestif des relais de protection pendant les oscillations de puissance stables. Il s'agit de désigner les *éléments* pour lesquels une oscillation de puissance stable ou instable peut nuire au fonctionnement des *systèmes de protection*, d'évaluer la capacité des relais de protection sensibles à la charge de ne pas se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable uniquement, et de mettre en œuvre des *plans d'actions correctives* si nécessaire. La phase 3 améliore la sécurité des relais de protection sensibles à la charge, en faisant en sorte qu'ils restent insensibles aux oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut* tout en maintenant intacte leur sûreté de fonctionnement en cas de défaut ou de perte de synchronisme.

- 6. Dates d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

E1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit, au moins une fois par année civile, signaler chaque groupe de production, transformateur et ligne de transport dans sa zone qui est un *élément* du BES et qui répond à un ou plusieurs des critères suivants, le cas échéant, au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* auquel il appartient :

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

Critères :

1. Groupe de production soumis à une contrainte de stabilité angulaire détectée dans les *évaluations de la planification de l'horizon de planification du transport à court terme* pour un événement de planification, et gérée par la limitation de la puissance produite par le groupe de production ou au moyen d'un *automatisme de réseau*, ainsi que les *éléments* raccordés au poste de *transport* associé à ce groupe de production.
2. *Éléments* associés à une instabilité angulaire détectée dans les *évaluations de la planification de l'horizon de planification du transport à court terme* pour un événement de planification.
3. *Élément* qui forme la limite d'un îlot dans la plus récente évaluation de conception d'un délestage de charge en sous-fréquence (DSF), d'après l'application des critères du *coordonnateur de la planification* pour la délimitation des îlots, seulement si l'îlot est créé par la mise hors circuit de l'*élément* pour cause d'instabilité angulaire.
4. *Élément* désigné dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle de l'*horizon de planification du transport à court terme*, dans le cas où il y a déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable¹ pendant une perturbation simulée pour un événement de planification.

M1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant que les groupes de production, transformateurs et lignes de transport qui sont des *éléments* du BES et qui répondent à un ou plusieurs des critères de l'exigence E1, le cas échéant, ont été signalés à leur *propriétaire d'installation de production* ou à leur *propriétaire d'installation de transport*, selon le cas. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, télécopies, registres, rapports, transmissions, listes ou feuilles de chiffrier.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit :

[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]

- 2.1.** dans un délai de 12 mois civils complets après avoir été avisé d'un *élément* du BES conformément à l'exigence E1, déterminer si son ou ses relais de protection sensibles à la charge appliqués à cet *élément* répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, si ce ou ces relais n'ont pas été évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 au cours des cinq dernières années civiles ;

1. Un exemple d'oscillation de puissance instable est présenté dans la section Éclaircissements et commentaires techniques, à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

- 2.2.** dans un délai de 12 mois civils complets après avoir constaté² qu'un groupe de production, un transformateur ou une ligne de transport qui est un *élément* du *BES* a été mis hors circuit par le fonctionnement de ses relais de protection en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable³, déterminer si le ou les relais de protection sensibles à la charge appliqués à cet *élément* du *BES* répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2.
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant que l'évaluation a été effectuée conformément à l'exigence E2. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : tracés de caractéristique d'impédance apparente, courriels, dessins de conception, télécopies, diagrammes R-X, imprimés de logiciel, registres, rapports, transmissions, listes, fiches de réglage ou feuilles de chiffrier.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit, dans un délai de six mois civils complets après avoir déterminé selon l'exigence E2 qu'un relais de protection sensible à la charge ne répond pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, élaborer un *plan d'actions correctives* afin de remplir une des conditions suivantes : [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon : exploitation en temps différé*]
- faire en sorte que le *système de protection* réponde aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, tout en assurant une détection sûre des défauts et un fonctionnement sûr en cas de perte de synchronisme (si le déclenchement sur perte de synchronisme est appliqué aux bornes de l'*élément* du *BES*) ; ou
 - faire en sorte que le *système de protection* soit exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-2 (par exemple en modifiant le *système de protection* afin que les fonctions du relais soient supervisées par un blocage sur oscillation de puissance ou au moyen de systèmes de relais insensibles aux oscillations de puissance), tout en assurant une détection sûre des défauts et un déclenchement sûr en cas de perte de synchronisme (si le déclenchement sur perte de synchronisme est appliqué aux bornes de l'*élément* du *BES*).
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant l'élaboration d'un *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E3. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plans d'actions correctives, fiches d'entretien, fiches de réglage, dossiers de projet ou de programme de gestion des travaux et ordres de travail.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E3 et le mettre à jour en cas de changement aux actions ou au calendrier, jusqu'à ce que toutes les actions aient été exécutées.
[*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

-
2. Quelques exemples de circonstances qui peuvent amener une entité à constater une oscillation de puissance sont présentés à la section *Éclaircissements et commentaires techniques*, rubrique *Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance*.
3. Un exemple d'oscillation de puissance instable est présenté dans la section *Éclaircissements et commentaires techniques*, à la rubrique *Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences*.

- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* doit avoir une ou des pièces justificatives datées attestant la mise en œuvre de chaque *plan d'actions correctives* conformément à l'exigence E4, y compris sa mise à jour en cas de changement concernant les actions ou le calendrier. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : plans d'actions correctives, fiches d'entretien, fiches de réglage, dossiers de projet ou de programme de gestion des travaux et ordres de travail.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs visant à surveiller et à assurer la conformité avec les *normes de fiabilité* de la NERC.

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 CEA 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 *coordonnateur de la planification* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les données ou les pièces justificatives selon les modalités indiquées ci-après, à moins que le CEA leur demande de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Le *coordonnateur de la planification* doit conserver les pièces justificatives de l'exigence E1 pendant au moins une année civile après avoir satisfait à l'exigence.
- Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives des évaluations prescrites à l'exigence E2 pendant au moins 12 mois civils suivant la fin de chaque évaluation s'il n'y a pas lieu d'élaborer un *plan d'actions correctives*.
- Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent conserver les pièces justificatives relatives aux exigences E2, E3 et E4 pendant au moins 12 mois civils suivant la fin de l'exécution de chaque *plan d'actions correctives*.

Si un *propriétaire d'installation de production*, un *coordonnateur de la planification* ou un *propriétaire d'installation de transport* est jugé non conforme à une exigence, 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 dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

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

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification à long terme	Moyen	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas signalé le ou les <i>éléments</i> du <i>BES</i> conformément à l'exigence E1.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Exploitation en temps différé	Élevé	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2, mais avec un retard de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ou le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas évalué son ou ses relais de protection sensibles à la charge conformément à l'exigence E2.</p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	Planification à long terme	Moyen	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de six mois civils et d'au plus sept mois civils.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de sept mois civils et d'au plus huit mois civils.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de huit mois civils et d'au plus neuf mois civils.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3, mais dans un délai de plus de neuf mois civils. OU Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas élaboré un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E3.
E4	Planification à long terme	Moyen	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a mis en œuvre un plan d'actions correctives, mais ne l'a pas mis à jour en cas de changement concernant les actions ou le calendrier, conformément à l'exigence E4.	s. o.	s. o.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas mis en œuvre un plan d'actions correctives conformément à l'exigence E4.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

Burdy, John. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

IEEE Power System Relaying Committee WG D6. *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines*, juillet 2005 : <http://www.pes-psrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf>.

Kimbark Edward Wilson. *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.

Kundur, Prabha. *Power System Stability and Control*, 1994, Palo Alto: EPRI, McGraw Hill, Inc.

Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC. *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf.

Reimert, Donald. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, 2006, Boca Raton, CRC Press.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Nouveau document
1	17 mars 2016	Approbation de la norme PRC-026-1 dans l'ordonnance de la FERC au dossier RM15-8-000.	
2	13 mai 2021	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision

PRC-026-2 – Annexe A

Cette norme s'applique aux fonctions de protection susceptibles de commander un déclenchement instantané ou avec une temporisation de moins de 15 cycles en fonction du courant de charge (fonctions « sensibles à la charge »), y compris, sans limitation, les fonctions suivantes :

- Distance de phase
- Surintensité de phase
- Perte de synchronisme
- Perte de champ

Les fonctions de protection suivantes ne sont pas visées par la présente norme :

- Éléments de relais supervisés par une fonction de blocage sur oscillation de puissance
- Éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaillance d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
 - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
 - éléments de relais qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication.
- Relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées* dynamiques des installations
- Éléments de relais associés à des lignes à courant continu
- Éléments de relais associés à des transformateurs de convertisseur à courant continu
- 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)
- Éléments de relais associés à des systèmes à enclenchement sur défaut (SOTF)
- Relais à retour de puissance sur un groupe de production
- Éléments de relais de groupe de production qui sont armés seulement lorsque le groupe est débranché du réseau (par exemple des éléments de surintensité non directionnels combinés à des systèmes de protection contre la mise sous tension accidentelle ou le contournement électrique de disjoncteurs ouverts)
- Relais à courant différentiel, relais à fil pilote et relais à comparaison de phases
- Relais à maximum de courant à retenue de tension ou à commande par tension

PRC-026-2 – Annexe B

Critère A :

Un relais d'impédance utilisé pour le déclenchement est censé ne pas se déclencher pendant une oscillation de puissance stable, lorsque la caractéristique du relais est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable⁴. La région d'oscillation de puissance instable est formée par l'union de trois courbes dans le plan d'impédance (R-X) : 1) un cercle inférieur de perte de synchronisme, qui représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 0,7 ; 2) un cercle supérieur de perte de synchronisme, qui représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 1,43 ; et 3) une lentille qui relie les extrémités de l'impédance totale du réseau (sans l'impédance de transfert parallèle) et délimitée par les tracés représentant la variation entre 0,0 et 1,0 par unité des tensions du réseau côté générateur et côté récepteur, l'angle de séparation du réseau étant maintenu constant pour toute l'étendue de l'impédance totale du réseau, dans les conditions suivantes :

1. L'angle de séparation du réseau est :
 - d'au moins 120 degrés ; ou
 - inférieur à 120 degrés si une analyse de stabilité en régime transitoire documentée démontre que l'angle de séparation stable maximal prévu est inférieur à 120 degrés.
2. Toute la production est en service et tous les *éléments* de transport du *BES* sont dans leur état de fonctionnement normal lorsqu'on calcule l'impédance du réseau.
3. Une réactance saturée (transitoire ou sous-transitoire) est utilisée pour toutes les machines.

4. Voir la section Éclaircissements et commentaires techniques, figures 1 et 2.

PRC-026-2 – Annexe B

Critère B :

Le réglage d'un élément de relais à maximum de courant utilisé pour le déclenchement, qui est supérieur à la valeur de courant calculée (sans l'impédance de transfert parallèle), dans les conditions suivantes :

1. L'angle de séparation du réseau est :
 - d'au moins 120 degrés ; ou
 - inférieur à 120 degrés si une analyse de stabilité en régime transitoire documentée démontre que l'angle de séparation stable maximal prévu est inférieur à 120 degrés.
2. Toute la production est en service et tous les *éléments* de transport du *BES* sont dans leur état de fonctionnement normal lorsqu'on calcule l'impédance du réseau.
3. Une réactance saturée (transitoire ou sous-transitoire) est utilisée pour toutes les machines.
4. Les tensions côté générateur et côté récepteur sont toutes deux de 1,05 par unité.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

Le document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, publié en août 2013⁵ (le « Rapport PSRPS » ou le « Rapport »), a été préparé spécialement pour appuyer l'élaboration de la présente norme de fiabilité de la NERC. Le Rapport présente un survol historique des oscillations de puissance, qui remonte jusqu'à 1965 et se termine l'année de l'approbation du Rapport par le Comité de planification de la NERC. Il traite aussi des questions de fiabilité liées à l'arbitrage entre la sûreté de fonctionnement et la sécurité des *systèmes de protection*, présente des réflexions sur l'élaboration de la norme de fiabilité de la NERC, et rassemble des informations techniques sur les caractéristiques des oscillations de puissance et sur divers enjeux concernant les applications pratiques et les approches possibles. Le Rapport suggère pour la présente norme de fiabilité de la NERC une démarche axée sur les trois prescriptions pertinentes de l'Ordonnance 733 de la FERC. La première prescription concerne le besoin d'une norme qui imposerait « ...l'utilisation de systèmes de relais de protection capables de différencier les défauts et les oscillations de puissance stables et, si nécessaire, le retrait graduel des systèmes de relais de protection non conformes à cette exigence⁶ ». La deuxième prescription demande « ...d'élaborer une norme de fiabilité visant à empêcher le fonctionnement intempestif de relais lors d'oscillations de puissance stables⁷ ». La troisième prescription, qui demande « ...d'envisager, dans l'élaboration de la nouvelle norme de fiabilité sur les oscillations de puissance stables, des stratégies d'îlotage assurant la viabilité de tous les îlots⁸ », a été prise en compte lors de l'élaboration de la présente norme.

L'élaboration de la présente norme intègre la plupart des suggestions du Rapport PSRPS. Cependant, il est à noter que le *coordonnateur de la fiabilité* et le *planificateur de réseau de transport* ne figurent pas dans la section Applicabilité de la présente norme (comme le suggère le Rapport). Il a en effet été jugé souhaitable qu'une seule entité – le *coordonnateur de la planification* – puisse désigner les *éléments* selon l'exigence E1. Cette responsabilité exclusive évite que plusieurs entités désignent des *éléments* de façon redondante, ou à l'inverse qu'une entité décide de ne pas désigner un *élément* parce qu'elle croit qu'une autre entité s'en charge. Le *coordonnateur de la planification* détient le modèle de la zone étendue ou y a accès, et peut désigner adéquatement les *éléments* potentiellement trop sensibles à une oscillation de puissance stable ou instable. En outre, l'absence du *coordonnateur de la fiabilité* et du *planificateur de réseau de transport* dans la section Applicabilité est en harmonie avec d'autres normes de fiabilité de la NERC sur la capacité de charge des relais (par exemple les normes PRC-023 et PRC-025), ainsi qu'avec le modèle fonctionnel de la NERC.

Le passage « tout en assurant une détection sûre des défauts et un fonctionnement sûr en cas de perte de synchronisme » de l'exigence E3 précise que le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* doivent satisfaire à la présente norme tout en atteignant leurs propres objectifs de protection. Les relais de protection sensibles à la *charge* visés par la présente norme peuvent avoir pour mission d'assurer diverses fonctions de protection de réserve, tant pour un groupe de production ou une centrale que dans le réseau de transport, et la présente norme ne doit pas avoir pour effet de nuire à ces fonctions de protection. Le *propriétaire d'installation de production* et le

-
5. Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf
 6. *Transmission Relay Loadability Reliability Standard*, Ordonnance 733 de la FERC, ¶ 61,221 (2010), paragraphe 150.
 7. Ibid., paragraphe 153.
 8. Ibid., paragraphe 162.

propriétaire d'installation de transport doivent tenir compte à la fois des exigences de la présente norme et de leurs objectifs de protection, et apporter des modifications à leurs relais de protection ou à leur stratégie de protection de manière à respecter ces deux impératifs.

Oscillations de puissance

Dans un document technique intitulé *Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines* (juillet 2005), l'IEEE Power System Relaying Committee WG D6 présente un exposé de fond sur les oscillations de puissance. Les définitions générales suivantes sont tirées de ce document⁹ :

Oscillation de puissance – Fluctuation d'un transit de puissance triphasé qui survient lorsque les angles de rotor de différents groupes de production se retrouvent en avance ou en retard les uns par rapport aux autres en réponse à des changements dans la valeur et la direction de la charge, à des manœuvres de ligne, à des pertes de production, à des défauts ou à d'autres perturbations du réseau.

Glissement de pôle – Situation dans laquelle l'angle de la tension aux bornes d'un groupe de production ou d'un ensemble de groupes de production se trouve déphasé de plus de 180 degrés par rapport au reste du réseau électrique raccordé.

Oscillation de puissance stable – Une oscillation de puissance est qualifiée de stable s'il n'y a pas de glissement de pôle dans les groupes de production et si le réseau retrouve un nouvel état d'équilibre, c'est-à-dire un régime d'exploitation acceptable.

Oscillation de puissance instable – Oscillation de puissance qui entraîne un glissement de pôle dans un groupe de production ou un ensemble de groupes de production, au point de nécessiter une action corrective.

Perte de synchronisme – Même phénomène qu'une oscillation de puissance instable.

Centre électrique du réseau ou zéro de tension – Un ou plusieurs points dans le réseau où la tension devient nulle pendant une oscillation de puissance instable.

Tâches dévolues aux entités

Le Rapport PSRPS présente un fondement technique ainsi qu'une démarche qui cible les *systèmes de protection* potentiellement trop sensibles aux oscillations de puissance afin de réaliser l'objectif de la norme PRC-026-2. Cette démarche réduit le nombre de relais potentiellement visés par cette norme en limitant l'examen aux *éléments* du *BES* dont les relais de protection sensibles à la charge doivent être évalués. La première étape applique des critères permettant de reconnaître les *éléments* pour lesquels un *système de protection* est susceptible d'être sollicité par des oscillations de puissance. Une fois ces *éléments* connus, la deuxième étape consiste à évaluer chaque relais de protection sensible à la charge associé à chacun des *éléments* en question. Plutôt que d'obliger le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* à effectuer des simulations pour obtenir l'information voulue sur chaque *élément* désigné, la présente norme demande au *propriétaire d'installation de production* et au *propriétaire d'installation de transport* de comparer la caractéristique des relais de protection sensibles à la charge à des critères précis présentés à l'annexe B de la norme PRC-026-2, ce qui réduira le besoin de simulation.

Applicabilité

Les entités visées par la présente norme sont le *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la planification* et le *propriétaire d'installation de transport*. Plus précisément, ce sont

9. <http://www.pes-prsrc.org/Reports/Power%20Swing%20and%20OOS%20Considerations%20on%20Transmission%20Lines%20F..pdf>

le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* qui doivent évaluer les relais de protection sensibles à la charge associés aux *éléments* du BES désignés. La norme s'applique aux *éléments* du BES suivants : groupes de production, transformateurs et lignes de transport. Il a été envisagé d'ajouter le *distributeur* aux entités visées par la présente norme ; cette idée n'a pas été retenue puisque cette entité, selon son inscription fonctionnelle, ne peut posséder de groupes de production, de lignes de transport ou de transformateurs ne servant pas à l'approvisionnement.

Les relais de protection sensibles à la charge comprennent les fonctions de protection susceptibles de provoquer un déclenchement, avec ou sans temporisation, selon le courant de charge.

Exigence E1

Le *coordonnateur de la planification* a une bonne vue d'ensemble sur le réseau et est bien placé pour déterminer quels *éléments*, le cas échéant, répondent aux critères. L'application de critères de sélection répond aux indications du document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Protection System Response to Power Swings* (août 2013)¹⁰, qui recommande une démarche sélective pour déterminer les *éléments* à risque. Cette détermination est faite à partir des *évaluations de la planification* annuelles prescrites par les normes sur la planification du transport (normes TPL) et d'autres normes de fiabilité de la NERC (par exemple la norme PRC-006) ; la présente norme n'impose pas d'autres évaluations au *coordonnateur de la planification*. L'exigence d'aviser à chaque année civile les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* concernés est suffisante, puisque le *coordonnateur de la planification* procédera normalement à ces notifications après avoir terminé ses *évaluations de la planification* annuelles. Le *coordonnateur de la planification* est tenu de faire ces notifications à chaque année civile même si une étude est effectuée moins fréquemment (par exemple à intervalles de cinq ans selon la norme PRC-006, *Délestage en sous-fréquence automatique*) et que l'information n'a pas changé. Il est possible qu'un *coordonnateur de la planification* puisse utiliser des études d'une année antérieure pour déterminer les notifications nécessaires selon l'exigence E1.

Critère 1

Le premier critère concerne les groupes de production soumis à une contrainte de stabilité angulaire gérée par la limitation de la puissance produite par le groupe de production ou au moyen d'un *automatisme de réseau*, ainsi que les *éléments* raccordés au poste de *transport* associé à ces groupes de production. Par exemple, un *automatisme* consistant à réduire la production dans des conditions particulières est mis en œuvre pour une centrale à quatre groupes de production totalisant 1 100 MW. Deux de ces groupes ont une puissance de 500 MW chacun ; l'un est raccordé au réseau à 345 kV et l'autre au réseau à 230 kV. Le *propriétaire d'installation de transport* a deux lignes de transport à 230 kV et une ligne de transport à 345 kV, toutes trois raccordées à l'installation de production, ainsi qu'un autotransformateur de 345-230 kV. Le reste de la capacité de production, soit 100 MW, est constituée de deux turbines à combustion de 50 MW raccordées à quatre lignes de transport à 66 kV. Ces lignes à 66 kV ne sont pas raccordées électriquement aux lignes à 345 kV et à 230 kV à la centrale même, et ne sont pas soumises à une limitation de la puissance produite ni à un *automatisme de réseau*. Une contrainte de stabilité limite à 700 MW la production de la partie de la centrale soumise à l'*automatisme de réseau* en cas d'indisponibilité de la ligne à 345 kV. L'*automatisme de réseau* met hors circuit un des

10. http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

groupes de 500 MW afin de maintenir la stabilité en cas de perte de la ligne à 345 kV lorsque la production totale des deux groupes de 500 MW est supérieure à 700 MW. Dans cet exemple, les groupes de 500 MW et leurs transformateurs élévateurs (GSU) seraient désignés comme des *éléments* qui répondent au critère 1. L'autotransformateur à 345/230 kV, la ligne de transport à 345 kV et les deux lignes de transport à 230 kV répondraient eux aussi à ce critère. Les turbines à combustion de 50 MW et la ligne de transport à 66 kV ne répondraient pas au critère 1, car ces *éléments* ne sont pas soumis à une limitation de la puissance produite ni à un *automatisme de réseau* et ne sont pas raccordés au poste de *transport* associé aux groupes de production qui sont soumis à une limitation de la puissance produite ou à un *automatisme de réseau*.

Critère 2

Le deuxième critère concerne les *éléments* associés à une instabilité angulaire détectée dans les *évaluations de la planification*. Par exemple, si les *évaluations de la planification* ont déterminé qu'une instabilité angulaire pourrait limiter à 1 200 MW la capacité de transfert sur deux longues lignes de transport parallèles à 500 kV et que cette limitation est liée à l'instabilité angulaire résultant d'un défaut et de la perte subséquente d'une des deux lignes, ces deux lignes seraient désignées comme des *éléments* qui répondent au critère 2.

Critère 3

Le troisième critère concerne des *éléments* qui forment la limite d'un îlot dans la plus récente évaluation de conception d'un délestage de charge en sous-fréquence (DSF). Ce critère s'applique aux îlots délimités d'après l'application des critères du *coordonnateur de la planification* pour la délimitation des îlots, et seulement si l'îlot est créé par la mise hors circuit des *éléments* en question pour cause d'instabilité angulaire. Le critère s'applique si l'instabilité angulaire est modélisée dans l'évaluation de conception du DSF, ou si la limite est définie « hors réseau » (les *éléments* sont désignés d'après des considérations d'instabilité angulaire, mais ils sont mis hors circuit dans l'évaluation de conception du DSF sans modélisation de l'instabilité angulaire déclencheuse). Dans les cas où une perte de synchronisme est détectée et où le déclenchement est amorcé à un autre endroit, le critère s'applique à l'*élément* sur lequel l'oscillation de puissance est détectée. Le critère ne s'applique pas à des îlots délimités à partir d'autres facteurs non liés à l'instabilité angulaire, par exemple une charge excessive, des lignes d'interconnexion à la périphérie d'une zone de *coordonnateur de la planification* ou des lignes d'interconnexion à la périphérie d'une zone d'équilibrage.

Critère 4

Le quatrième critère concerne des *éléments* désignés dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle, dans le cas où le déclenchement de relais survient en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable¹¹ pendant une perturbation simulée. Ce critère amène le *coordonnateur de la planification* à désigner tout *élément* pour lequel un déclenchement de relais a été observé pendant des simulations effectuées lors de la plus récente *évaluation de la planification* annuelle prescrite par la norme de fiabilité de planification du transport TPL-001-4. Il est à noter que le déclenchement de relais doit être évalué dans le cadre de ces *évaluations de la planification* annuelles selon l'alinéa 4.3.1.3 de

11. Se reporter à la rubrique Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences.

l'exigence E4 de la norme TPL-001-4, qui stipule que l'analyse doit comprendre le « déclenchement de lignes de transport ou de transformateurs, si les oscillations transitoires entraînent le fonctionnement du système de protection, d'après des modèles de relais génériques ou réels ». Le fait de désigner de tels éléments selon le critère 4 et d'en aviser les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* respectifs obligera les propriétaires de tout relais de protection sensible à la charge relié aux bornes de chaque élément désigné à évaluer la sensibilité de ce relais aux oscillations de puissance stables.

Le *coordonnateur de la planification* a la latitude voulue pour déterminer si un déclenchement observé pour une oscillation de puissance dans son *évaluation de la planification* répond à des contingences ou des conditions de réseau valides. Le *coordonnateur de la planification* considère individuellement tout déclenchement observé dans une analyse de régime transitoire ; il devra donc désigner les éléments uniquement d'après les résultats de simulation jugés valides.

Étant donné la manière dont une *évaluation de la planification* est effectuée, il peut y avoir des cas où un élément désigné antérieurement n'est pas désigné dans la plus récente *évaluation de la planification* annuelle. Une telle situation est acceptable dans la mesure où le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* auront agi par suite de la notification initiale de l'élément désigné antérieurement. Lorsqu'un élément n'est pas désigné dans les évaluations de la planification subséquentes, c'est normalement que le risque de déclenchement de relais de protection sensible à la charge en réponse à une oscillation de puissance stable en conditions autres que de *défaut* a déjà été évalué selon l'exigence E2 et que tout correctif nécessaire a été apporté conformément aux exigences E3 et E4 si le relais ne répondait pas aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2. Selon l'exigence E2, le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont tenus de réévaluer chaque relais de protection sensible à la charge pour un élément désigné uniquement si cette évaluation n'a pas été effectuée au cours des cinq dernières années civiles.

Bien que l'exigence E1 demande au *coordonnateur de la planification* d'aviser le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* de tout élément qui répond à un ou plusieurs des quatre critères, elle n'interdit aucunement au *coordonnateur de la planification* de fournir, à l'avance ou sur demande, un complément d'information (comme les caractéristiques d'impédance apparente) qui pourraient être utiles dans l'évaluation des relais de protection. Les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* sont toutefois en mesure d'évaluer les relais de protection et d'apporter les correctifs requis sans complément d'information. La norme n'oblige pas les entités à fournir une information qui serait déjà partagée ou échangée entre les entités pour les besoins de l'exploitation. Malgré l'absence d'exigence concernant l'échange d'information, les entités doivent être sensibles à l'importance d'évaluer le fonctionnement des relais à la lumière de l'information la plus récente disponible.

Exigence E2

L'exigence E2 demande au *propriétaire d'installation de production* et au *propriétaire d'installation de transport* d'évaluer ses relais de protection sensibles à la charge afin de s'assurer qu'ils ne se déclencheront pas en réponse à des oscillations de puissance stables.

L'annexe A de la norme PRC-026-2 présente la liste des relais sensibles à la charge qu'il est nécessaire d'évaluer ; cette liste comprend les fonctions de distance de phase, de surintensité de phase, de perte de synchronisme et de perte de champ. Les relais de distance de phase peuvent comprendre, sans limitation, les types suivants :

- Éléments de zone à déclenchement instantané ou à temporisation intentionnelle de moins de 15 cycles
- Éléments de distance de phase utilisés dans les systèmes de déclenchement rapide à liaison de communication, notamment :
 - blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - déblocage par comparaison directionnelle (DCUB) ;
 - permissif à portée étendue (POTT) ;
 - permissif à portée réduite (PUTT).

La norme impose aux *propriétaires d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de transport* une méthode d'évaluation uniforme selon des conditions précises. Lorsqu'un *propriétaire d'installation de production* ou un *propriétaire d'installation de transport* est avisé qu'un de ses éléments répond aux critères de l'exigence E1, il dispose de 12 mois civils complets pour déterminer si les relais de protection sensibles à la charge associés à cet élément répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, si cette évaluation n'a pas été effectuée au cours des cinq dernières années civiles. Par ailleurs, chaque *propriétaire d'installation de production* et *propriétaire d'installation de transport* qui constate qu'un groupe de production, un transformateur ou une ligne de transport qui est un *élément* du *BES* a été mis hors circuit en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable en raison du fonctionnement de ses relais de protection, selon l'alinéa 2.2 de l'exigence E2, doit procéder à la même évaluation selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 dans un délai de 12 mois civils complets.

Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance

L'alinéa 2.2 de l'exigence E2 vise à obliger le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* à agir lorsqu'ils ont connaissance d'une oscillation de puissance stable ou instable et qu'ils constatent que celle-ci a entraîné la mise hors circuit de l'*élément* de l'entité. Le critère spécifie d'abord la connaissance de l'événement (oscillation de puissance), puis le lien entre celui-ci et la mise hors circuit de l'*élément* de l'entité. On veut ainsi éviter que l'entité doive démontrer qu'elle a déterminé, pour chaque mise hors circuit d'un de ses *éléments*, si une oscillation de puissance était présente. Ce critère est structuré de cette façon compte tenu des moyens par lesquels un *propriétaire d'installation de production* et un *propriétaire d'installation de transport* pourraient avoir connaissance d'un *élément* mis hors circuit en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable par suite du fonctionnement de son ou ses relais de protection.

Les mises hors circuit d'*éléments* causées par des oscillations de puissance stables ou instables, bien que peu fréquentes, seraient plus courantes dans le cas d'une perturbation importante. La constatation d'une oscillation de puissance découle d'une analyse de l'événement. Une analyse d'événement qui peut révéler à l'entité une oscillation de puissance stable ou instable pourrait comprendre l'analyse interne effectuée par l'entité, l'examen du *système de protection* de l'entité suivant un déclenchement, ou une analyse à plus grande échelle menée par d'autres entités. L'analyse d'événement pourrait donner lieu à la participation de l'*entité régionale* de l'entité, et dans certains cas de la NERC elle-même.

Information commune aux éléments de production et de transport

L'annexe A de la norme PRC-026-2 énumère les relais de protection sensibles à la charge visés par la présente norme. Les *propriétaires d'installation de production* et les *propriétaires d'installation de transport* peuvent posséder des relais de protection sensibles à la charge (par exemple des relais de

distance) qui influent directement sur des *éléments* de production ou des *éléments* de transport faisant partie du *BES* ; une analyse est nécessaire si ces *éléments* sont désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, ou s'ils sont découverts par le *propriétaire d'installation de production* ou le *propriétaire d'installation de transport* selon l'exigence E2. Par exemple, les relais de distance qui appartiennent au *propriétaire d'installation de transport* peuvent être installés du côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production (directionnels vers le groupe de production), offrant ainsi une capacité de réserve à la protection de la production. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent avoir des relais de distance installés comme protection de réserve d'éléments de transport ou de transformateur élévateur de groupe de production. Le *propriétaire d'installation de production* peut avoir des relais installés aux bornes du groupe de production ou du côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production.

Exclusion des relais de protection sensibles à la charge selon la temporisation

La présente norme a pour objet de « faire en sorte que les relais de protection sensibles à la charge ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut* ». Les relais de protection sensibles à la charge à action rapide sont ceux qui risquent le plus de se déclencher pendant une oscillation de puissance ; c'est pourquoi ces relais, ainsi que les relais dont la temporisation est inférieure à 15 cycles, sont visés par la présente norme, alors que les autres relais (par exemple les relais de zones 2 et 3) ayant une temporisation de 15 cycles ou plus sont exclus. La valeur de temporisation adoptée pour l'exclusion de certains relais de protection sensibles à la charge est liée à la prévision du temps maximal pendant lequel le relais serait exposé à une oscillation de puissance stable à vitesse de glissement lente.

Afin d'établir une valeur limite de temporisation pour différencier un relais de protection sensible à la charge à risque élevé d'un autre dont la temporisation amoindrit le risque, on a compilé un échantillonnage de taux d'oscillation à partir d'une oscillation de puissance stable qui entre dans la caractéristique d'impédance puis en sort (voir le tableau 1). Pour une caractéristique d'impédance de relais dans laquelle l'oscillation de puissance entre à 90 degrés et sort à 120 degrés, la temporisation de zone doit être supérieure au temps calculé pendant lequel l'oscillation de puissance stable demeure à l'intérieur de la zone de déclenchement du relais pour que le relais ne se déclenche pas en réponse à l'oscillation de puissance stable.

$$\text{Éq. (1)} \quad \begin{matrix} \textit{Tempor. de zone} \\ > 2 \\ \times \left(\frac{(120^\circ - \textit{angle d'entrée dans la caractéristique du relais}) \times 60}{(360 \times \textit{vitesse de glissement})} \right) \end{matrix}$$

Tableau 1 : Taux d'oscillation	
Temporisation de zone (cycles)	Vitesse de glissement (Hz)
10	1,00
15	0,67
20	0,50
30	0,33

Une temporisation de zone de 15 cycles correspond à une vitesse de glissement du réseau de 0,67 Hz, représentative d'une vitesse de glissement lente pendant une perturbation du réseau. Des temporisations plus longues permettent de tolérer des vitesses de glissement plus lentes.

Directives concernant les éléments de transport

Le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 décrit une région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois courbes dans le plan d'impédance (R-X). La première forme, appelée cercle inférieur de perte de synchronisme, représente un rapport entre la tension côté générateur (E_S) et la tension côté récepteur (E_R) de 0,7 ($E_S / E_R = 0,7 / 1,0 = 0,7$). La deuxième forme, appelée cercle supérieur de perte de synchronisme, représente un rapport entre les tensions côté générateur et côté récepteur de 1,43 ($E_S / E_R = 1,0 / 0,7 = 1,43$). La troisième forme, appelée lentille, relie les extrémités de l'impédance totale du réseau par des tracés représentant la variation entre 0,0 et 1,0 par unité des tensions du réseau côté générateur et côté récepteur, un angle constant de séparation du réseau étant maintenu sur toute la plage d'impédance totale du réseau (sans l'impédance de transfert parallèle, voir les figures 1 à 5). L'impédance totale du réseau est obtenue à partir d'un réseau équivalent à deux jeux de barres, par sommation de l'impédance de source côté générateur, de l'impédance de ligne (à l'exclusion l'impédance de transfert équivalente de Thévenin) et de l'impédance de source côté récepteur (voir les figures 6 et 7). L'établissement de l'impédance totale du réseau permet de définir une condition prudente qui maximise la sécurité du relais à l'égard de diverses conditions du réseau. La valeur minimale d'impédance totale du réseau représente une condition où la lentille dans le plan R-X est de taille minimale ; il s'agit d'un point de fonctionnement prudent pour ce qui est d'assurer qu'un relais de protection sensible à la charge ne se déclenchera pas avec un déphasage préétabli entre les tensions côté générateur et côté récepteur. L'impédance totale du réseau est minimale lorsque toute la production est en service et que tous les *éléments* de transport du BES sont modélisés dans leur configuration de réseau normale (critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2). Le retrait de l'impédance de transfert parallèle sert à représenter une condition probable liée à la perte d'*éléments* parallèles pendant la perturbation ; la perte de ces *éléments* augmente la sensibilité des relais sensibles à la charge dans la branche parallèle en éliminant l'« effet couronne » (l'impédance apparente vue par le relais est moindre par suite de la perte de l'impédance de transfert, ce qui rend le relais plus susceptible de se déclencher pendant une oscillation de puissance stable – voir les figures 13 et 14).

La variation des tensions de source côté générateur et côté récepteur entre 0,7 et 1,0 par unité permet d'obtenir les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme. Le rapport de ces deux tensions est utilisé dans le calcul des cercles de perte de synchronisme, et ce qui donne une plage de rapports allant de 0,7 à 1,43.

$$\text{Éq. (2)} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{0,7}{1,0} = 0,7$$

$$\text{Éq. (3)} : \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{1,0}{0,7} = 1,43$$

La tension interne des groupes de production pendant des oscillations de puissance sévères ou des conditions de défaut dans le réseau de transport sera supérieure à zéro étant donné l'action du régulateur de tension. La plage de rapports de tensions comprise entre 0,7 et 1,43 est choisie de manière plus prudente que pour les normes de fiabilité PRC-023¹² et PRC-025¹³, où l'on adopte une limite inférieure de tension de 0,85 par unité. Une plage de tensions internes de groupe de production

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

13. Titre : *Capacité de charge des relais de groupe de production*

de $\pm 15\%$ a été retenue, jugée prudente pour le calcul du rapport de tensions qui sert à calculer les cercles de perte de synchronisme. Par exemple, ces valeurs de tension se traduiraient par une plage de rapports allant de 0,739 à 1,353.

$$\text{Éq. (4)} \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{0,85}{1,15} = 0,739 \qquad \text{Éq. (5)} : \quad \frac{E_S}{E_R} = \frac{1,15}{0,85} = 1,353$$

Le rapport inférieur est arrondi à 0,7 par souci de prudence, ce qui permet d'utiliser une plage de tensions allant de 0,7 à 1,0 par unité pour le calcul des cercles de perte de synchronisme¹⁴.

Lorsque l'impédance de transfert parallèle est présente dans le modèle, la division du courant entre l'impédance de ligne et l'impédance de transfert parallèle fait en sorte que l'impédance vue par le relais est supérieure à celle vue lorsque l'impédance de transfert parallèle est absente (effet couronne), ce qui augmente la probabilité que la caractéristique d'un élément de relais d'impédance soit entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (voir la figure 11). Si l'impédance de transfert est prise en compte dans l'évaluation, un élément de relais de distance pourrait sembler répondre aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, et de fait il serait sécuritaire dans la mesure où tous les éléments sont dans leur état normal. L'élément de relais de distance pourrait toutefois se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable si le réseau était affaibli (impédance de transfert plus élevée) par la perte d'un sous-ensemble des lignes qui constituent l'impédance de transfert parallèle (voir la figure 10). Une telle situation pourrait être causée par le fait que le sous-ensemble de lignes qui constituent l'impédance de transfert parallèle aurait été mis hors circuit par des oscillations instables afin d'isoler le défaut originel, ou à cause du fonctionnement d'une protection de défaillance de disjoncteur ou d'une protection de réserve distante.

Le tableau 10 montre le pourcentage de variation de la taille de la lentille telle que vue par le relais évalué lorsque l'impédance de transfert parallèle est prise en compte. L'impédance de transfert parallèle influe très peu sur la taille apparente de la lentille tant que l'impédance de transfert parallèle est au moins 10 fois supérieure à l'impédance de ligne parallèle (augmentation de taille de moins de 5 %) ; son retrait a donc un effet minime et produit en fait une lentille légèrement plus petite (condition plus prudente). Une impédance de transfert parallèle 5 fois (ou moins) supérieure à l'impédance de ligne parallèle entraîne une augmentation d'au moins 10 % de la taille apparente de la lentille telle que vue par le relais. Si deux lignes parallèles et une impédance de transfert parallèle relient les jeux de barres côté générateur et côté récepteur, l'impédance de transfert parallèle totale équivaut alors à une fois (ou moins) l'impédance de ligne parallèle, ce qui se traduit par une augmentation de la taille apparente de la lentille d'au moins 45 %. On peut envisager comme contingence réaliste la mise hors service de la ligne parallèle ; l'impédance de transfert parallèle constituerait alors le reste du réseau, en parallèle avec l'impédance de ligne. Puisqu'on ne sait pas exactement quelles lignes parmi celles qui constituent l'impédance de transfert parallèle seraient hors service pendant une perturbation importante du réseau, le plus prudent est de supposer que toutes ces lignes seront hors service, ce qui laisse en service seulement la ligne évaluée.

14. Dans le document *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations*, avril 2004, à la section 6 (sur la phase de déclenchement en cascade de la panne d'électricité), sous le titre « Pourquoi les génératrices se sont-elles mises hors circuit », le constat suivant est présenté (page 106) : « Certains relais de sous-tension étaient programmés pour se déclencher lorsque la tension atteint 90 % ou plus. Toutefois, un moteur cale à environ 70 % de tension et le contact de démarrage du moteur n'est plus maintenu quand la tension atteint environ 75 %; alors, s'il faut absolument protéger une turbine contre le réseau, le point de déclenchement de la sous-tension ne devrait pas excéder 80 %. »

On peut utiliser des réactances longitudinales transitoires ou sous-transitoires saturées pour les machines dans le cadre de l'évaluation parce qu'elles sont plus petites que les réactances non saturées. Comme les réactances sous-transitoires saturées de groupe de production sont plus petites que les réactances transitoires ou synchrones, l'emploi de réactances sous-transitoires se traduira par une impédance de source plus petite et par une région d'oscillation de puissance instable plus petite dans l'analyse graphique (voir les figures 8 et 9). Étant donné que les oscillations de puissance se produisent pendant une période où les réactances transitoires de groupe de production sont dominantes, il est acceptable d'utiliser des réactances transitoires saturées au lieu de réactances sous-transitoires saturées. Puisque certains modèles de court-circuit peuvent ne pas comporter de réactances transitoires, il est également acceptable d'utiliser des réactances sous-transitoires, les résultats étant alors plus prudents. Pour cette raison, l'une ou l'autre des valeurs est acceptable pour déterminer les impédances de source du réseau (alinéa 3 des critères A et B de l'annexe B de la norme PRC-026-2).

Des réactances saturées sont utilisées dans des programmes de court-circuit qui produisent l'impédance de réseau mentionnée ci-dessus. Les logiciels de planification et de stabilité adoptent généralement des réactances non saturées. Les modèles de groupe de production utilisés dans les analyses de stabilité en régime transitoire reconnaissent que l'ampleur de l'effet de saturation dépend à la fois des courants de rotor (champ) et de stator ; ils génèrent donc les paramètres saturés de la machine à chaque instant, par calcul interne à partir des valeurs non saturées (constantes) spécifiées des réactances de la machine et du niveau de flux interne instantané. Les hypothèses qui spécifient quelles inductances sont touchées par la saturation, et quel est l'effet relatif de cette saturation, sont différentes pour les divers modèles de groupe de production utilisés. Ainsi, on utilise les valeurs non saturées de toutes les réactances de machine pour établir les données de logiciel de planification et de stabilité, et l'ensemble approprié de données de courbe de magnétisation en circuit ouvert est fourni pour chaque machine.

Les valeurs de réactance saturée sont moindres que les valeurs de réactance non saturée, et sont utilisées dans les programmes de court-circuit des *propriétaires d'installation de production* et des *propriétaires d'installation de transport*. C'est pour cette raison qu'il convient d'utiliser les valeurs de réactance saturée dans l'établissement des impédances de source de réseau.

On peut obtenir les impédances équivalentes de source ou de réseau par diverses méthodes, au moyen d'outils de calcul de court-circuit vendus dans le commerce¹⁵. La plupart des outils de court-circuit ont une fonction de réduction du réseau qui permet de sélectionner les jeux de barres terminales (locaux et distants) à retenir. La première méthode réduit le réseau à un schéma qui comporte deux jeux de barres, un groupe de production équivalent pour chaque jeu de barres (représentant les impédances de source côté générateur et côté récepteur) et deux lignes parallèles : l'une étant l'impédance de la ligne protégée y compris les relais évalués, et l'autre étant l'impédance de transfert parallèle qui représente toutes les autres combinaisons de lignes qui relient les deux jeux de barres (voir la figure 6). Une autre méthode prudente consiste à ouvrir les deux extrémités de la ligne évaluée, puis à appliquer un défaut triphasé franc à chaque jeu de barres pour déterminer l'impédance équivalente de Thévenin à chaque jeu de barres. Les impédances de source sont alors réglées à la valeur des impédances équivalentes de Thévenin, et seront égales ou inférieures aux impédances de source calculées par la méthode de réduction du réseau. L'une ou l'autre de ces méthodes est acceptable pour établir les impédances de source de réseau aux deux extrémités.

Les deux puces de l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 spécifient les angles de séparation du réseau utilisés pour dimensionner le périmètre de stabilité de l'oscillation de puissance

15. Demetrios A. Tziouvaras et Daqing Hou. Annexe du document *Out-Of-Step Protection Fundamentals and Advancements*, 17 avril 2014 : <https://www.selinc.com>.

afin d'évaluer les éléments d'impédance de relais de protection sensibles à la charge. La première puce spécifie un angle de séparation du réseau d'au moins 120 degrés qu'on maintient constant tout en faisant varier les tensions de source côté générateur et côté récepteur entre 0,7 et 1,0 par unité, créant ainsi une région d'oscillation de puissance instable autour de l'impédance totale du réseau (voir la figure 1). Cette région d'oscillation de puissance instable est comparée à la région de déclenchement de la caractéristique du relais de distance, c'est-à-dire la région non supervisée par des œillères d'empiètement de charge (voir la figure 12) ou d'autres formes de supervision qui empêchent l'élément de distance de se déclencher dans des conditions de charges importantes et équilibrées. Si la région de déclenchement de la caractéristique d'impédance est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable, l'élément d'impédance du relais répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2. Un angle de séparation de 120 degrés a été choisi pour l'évaluation parce qu'il est généralement accepté dans l'industrie qu'un rétablissement est improbable pour une oscillation au-delà de cet angle¹⁶.

La deuxième puce de l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 concerne les éléments de relais d'impédance pour un angle de séparation du réseau de moins de 120 degrés, selon une évaluation semblable à celle décrite ci-dessus. Un angle de moins de 120 degrés est acceptable si une analyse de stabilité documentée démontre que l'oscillation de puissance devient instable à un angle de séparation de moins de 120 degrés.

L'exclusion des éléments de relais supervisés par une fonction de blocage sur oscillation de puissance (PSB) selon l'annexe A de la norme PRC-026-2 permet au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport* de soustraire à l'évaluation les éléments de relais de protection dont le déclenchement est bloqué par un relais PSB. Un relais PSB installé et réglé conformément aux pratiques acceptées de l'industrie empêche les relais de protection sensibles à la charge qu'il supervise de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance. Par ailleurs, les relais PSB sont réglés de façon à ne pas nuire à la sûreté de fonctionnement des éléments supervisés. Les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 visent spécifiquement les éléments non supervisés qui pourraient être déclenchés par des oscillations de puissance stables. Par conséquent, les éléments de relais de protection sensibles à la charge à supervision PSB peuvent être exclus des exigences de la présente norme.

16. « L'angle critique pour le maintien de la stabilité varie selon la contingence et selon l'état du réseau au moment où survient la contingence. Cependant, la probabilité de rétablissement en cas d'oscillation au-delà de 120 degrés est marginale ; c'est pourquoi le seuil de 120 degrés est généralement accepté comme référence pour le réglage de la protection contre la perte de synchronisme. Étant donné l'importance de séparer des réseaux instables, le choix de 120 degrés comme valeur de l'angle critique assure un équilibre raisonnable entre un déclenchement sûr en cas d'oscillation de puissance instable et un fonctionnement sécuritaire pendant les oscillations de puissance stables. » Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 : http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%2020/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf, p. 28.

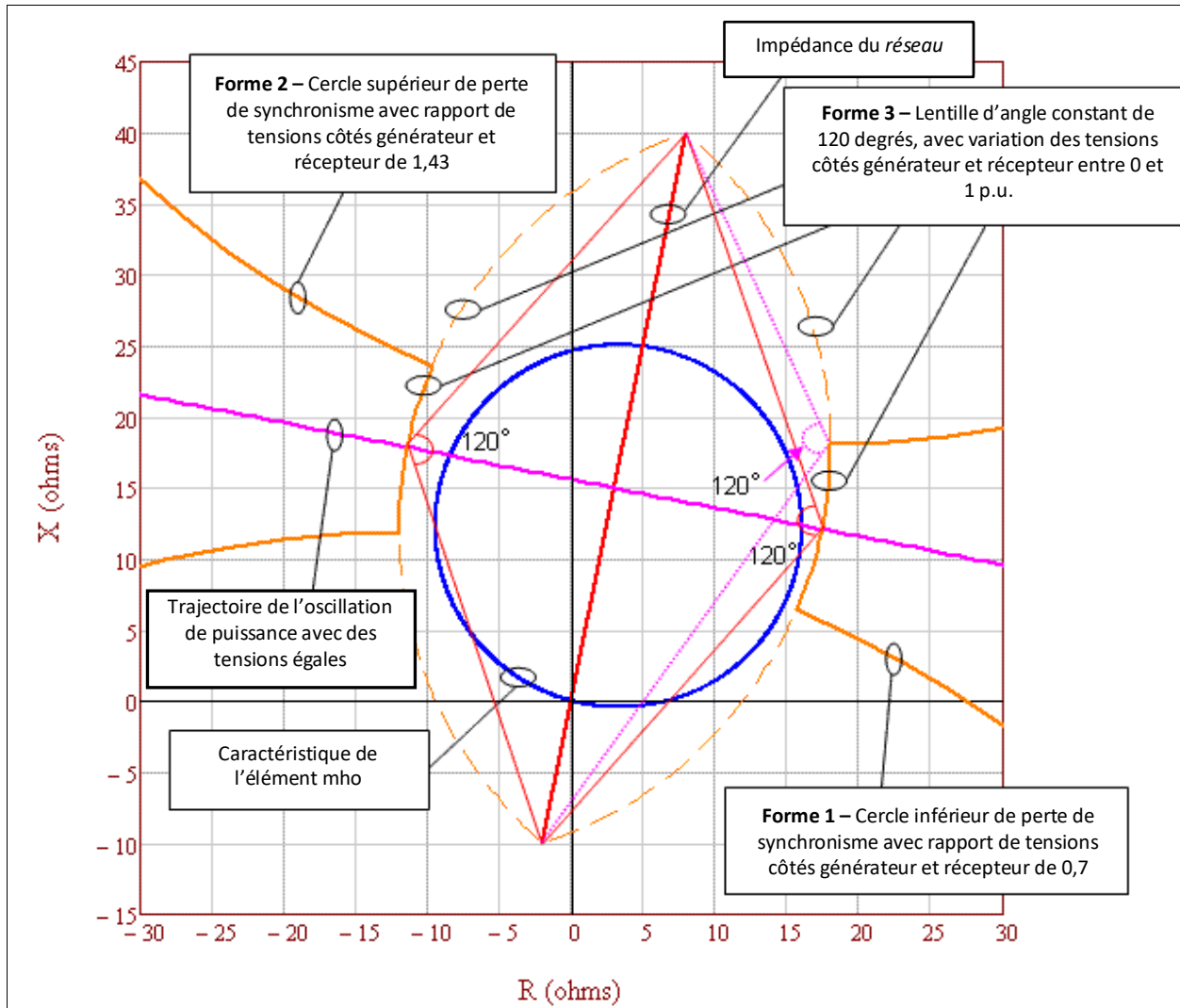


Figure 1 : Vue de détail de la région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois courbes dans le plan d'impédance (R-X) : le cercle inférieur de perte de synchronisme (forme 1), le cercle supérieur de perte de synchronisme (forme 2) et la lentille (forme 3). La caractéristique de l'élément mho est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (elle ne recoupe aucune portion de cette région), et satisfait ainsi à l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

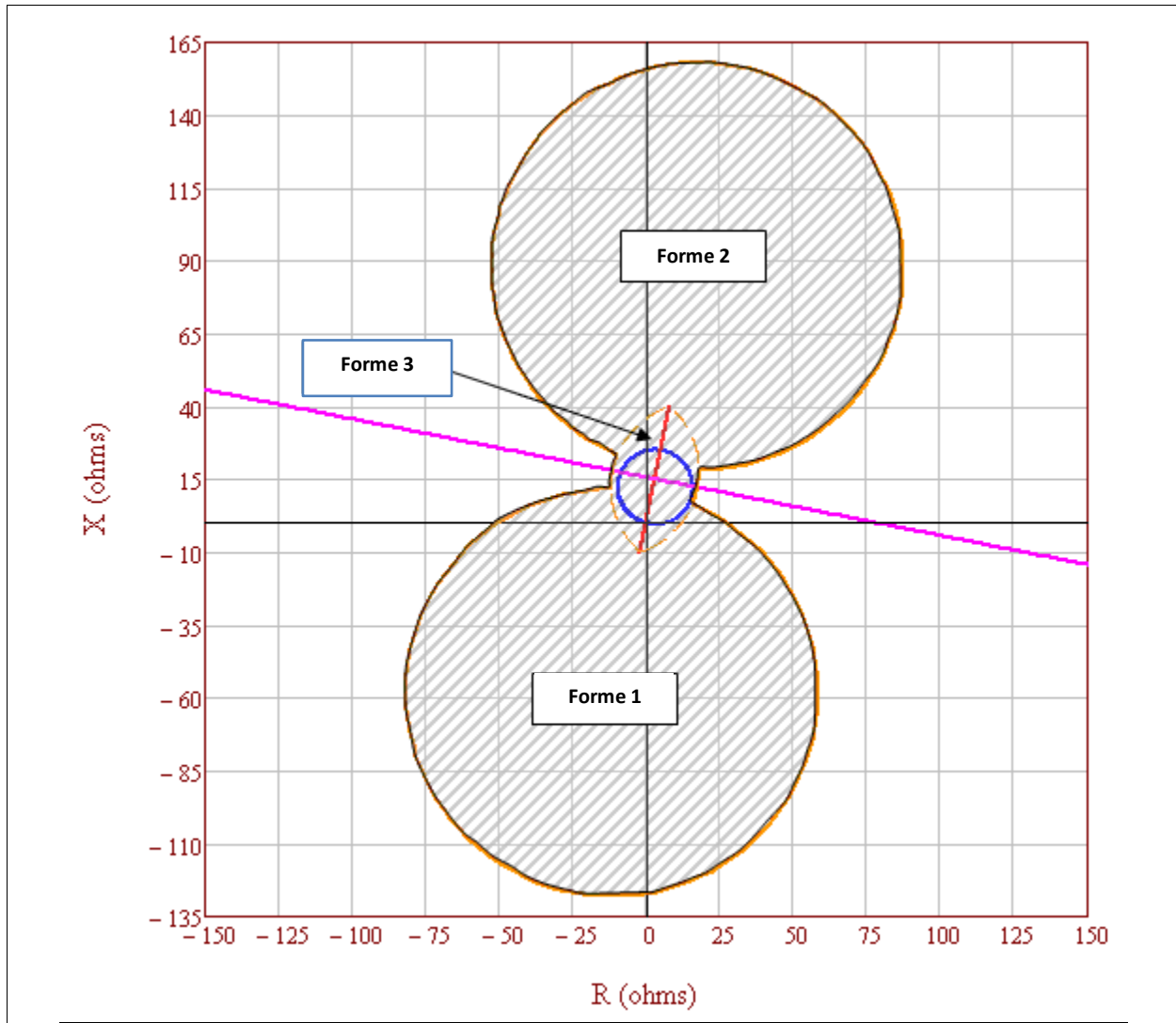


Figure 2 : Vue intégrale de la région d'oscillation de puissance instable formée par l'union de trois courbes dans le plan d'impédance (R-X) : le cercle inférieur de perte de synchronisme (forme 1), le cercle supérieur de perte de synchronisme (forme 2) et la lentille (forme 3). La caractéristique de l'élément mho est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (elle ne recoupe aucune portion de cette région), et satisfait ainsi à l'alinéa 1 du critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

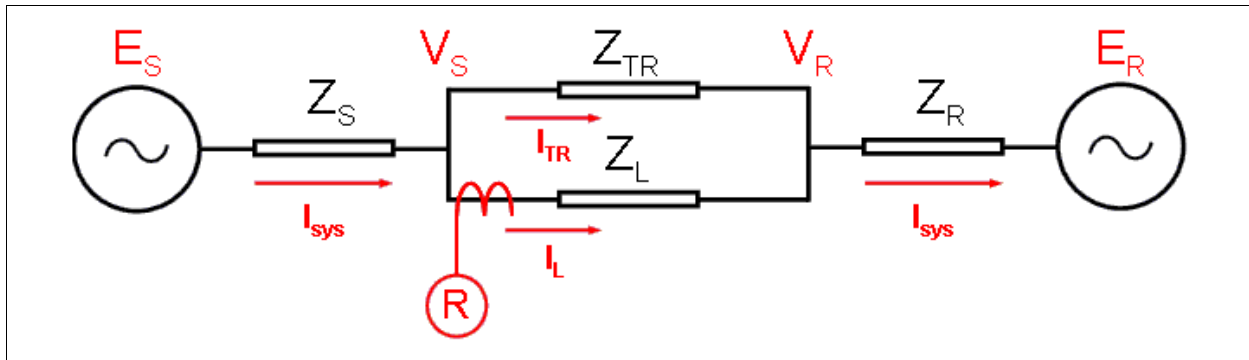


Figure 3 : Impédances du réseau vues par le relais R (les raccordements de tension ne sont pas illustrés).

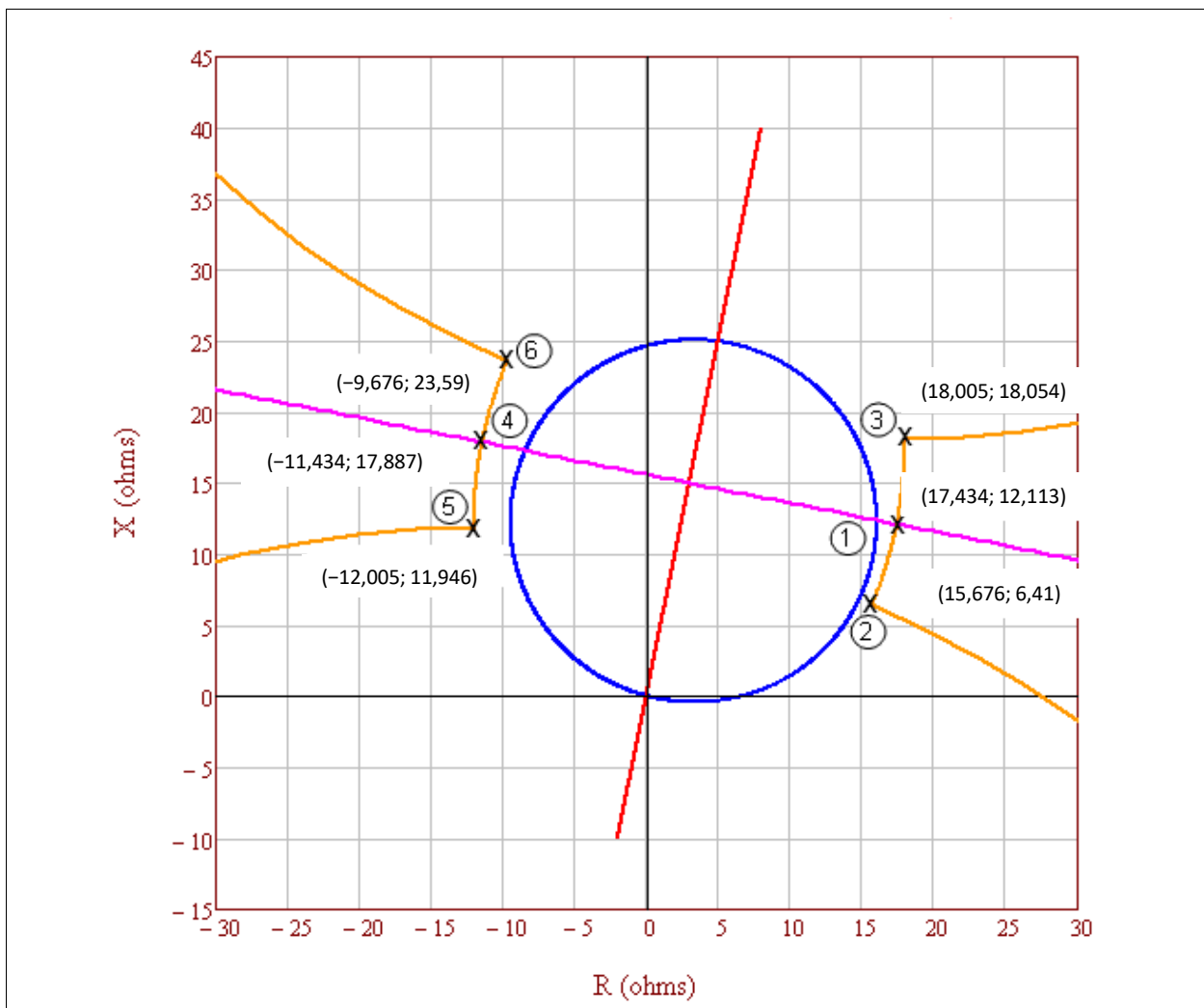


Figure 4 : Points qui définissent la région d'oscillation de puissance instable, et auxquels la lentille croise les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme ainsi que l'oscillation de puissance associée à des tensions de source égales.

Rapport de tensions E_s / E_R	Coordonnées du côté gauche		Coordonnées du côté droit	
	R	+ jX	R	+ jX
0,7	-12,005	11,946	15,676	6,41
0,72	-12,004	12,047	15,852	6,836
0,74	-11,996	12,857	16,018	7,255
0,76	-11,982	13,298	16,175	7,667
0,78	-11,961	13,729	16,321	8,073
0,8	-11,935	14,151	16,459	8,472
0,82	-11,903	14,563	16,589	8,865
0,84	-11,867	14,966	16,71	9,251
0,86	-11,826	15,361	16,824	9,631
0,88	-11,78	15,746	16,93	10,004
0,9	-11,731	16,123	17,03	10,371
0,92	-11,678	16,492	17,123	10,732
0,94	-11,621	16,852	17,209	11,086
0,96	-11,562	17,205	17,29	11,435
0,98	-11,499	17,55	17,364	11,777
1	-11,434	17,887	17,434	12,113
1,0286	-11,336	18,356	17,524	12,584
1,0572	-11,234	18,81	17,604	13,043
1,0858	-11,127	19,251	17,675	13,09
1,1144	-11,017	19,677	17,738	13,926
1,143	-10,904	20,091	17,792	14,351
1,1716	-10,788	20,491	17,84	14,766
1,2002	-10,67	20,88	17,88	15,17
1,2288	-10,55	21,256	17,914	15,564
1,2574	-10,428	21,621	17,942	15,948
1,286	-10,304	21,975	17,964	16,322
1,3146	-10,18	22,319	17,981	16,687
1,3432	-10,054	22,652	17,993	17,043
1,3718	-9,928	22,976	18,001	17,39
1,4004	-9,801	23,29	18,005	17,728
1,429	-9,676	23,59	18,005	18,054

Figure 5 : Tableau complet de 31 calculs détaillés de points sur le périmètre de la lentille. Les rangées en couleur et en gras correspondent aux calculs détaillés des tableaux 2 à 7.

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)			
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le premier point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source égales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base). La tension côté générateur (E_S) est en avance de 120 degrés sur la tension côté récepteur (E_R). Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (6)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (7)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (8)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (9)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (10)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		

Tableau 2 : Exemple de calcul (point 1 sur la lentille)	
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (11)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (12)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4\,511 \angle 71,3^\circ A]$
	$V_S = 95\,757 \angle 106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (13)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757 \angle 106,1^\circ V}{4\,511 \angle 71,3^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 17,434 + j12,113 \Omega$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le deuxième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 120 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (14)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_S = 92\,953,7 \angle 120^\circ V$
Éq. (15)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)			
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (16)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (17)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (18)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{92\,953,7 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$		
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 77^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (19)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 3\,854 \angle 77^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 3\,854 \angle 77^\circ A$		
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.			
Éq. (20)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$		
	$V_S = 92\,953 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 77^\circ A]$		
	$V_S = 65\,271 \angle 99^\circ V$		

Tableau 3 : Exemple de calcul (point 2 sur la lentille)

L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (21)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\,271 \angle 99^\circ V}{3\,854 \angle 77^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 15,676 + j6,41 \Omega$

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)

Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le troisième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté récepteur (E_R) équivaut à 70 % de la tension côté générateur (E_S). La tension côté générateur est en avance de 120 degrés sur la tension côté récepteur. Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (22)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (23)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$		
	$E_R = 92\,953,7 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (24)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (25)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		

Tableau 4 : Exemple de calcul (point 3 sur la lentille)	
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (26)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 92\,953,7 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 65,5^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (27)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\,854 \angle 65,5^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 65,5^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (28)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 65,5^\circ A]$
	$V_S = 98\,265 \angle 110,6^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (29)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{98\,265 \angle 110,6^\circ V}{3\,854 \angle 65,5^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 18,005 + j18,054 \Omega$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le quatrième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source égales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base). La tension côté générateur (E_S) est en avance de 240 degrés sur la tension côté récepteur (E_R). Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (30)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)			
	$E_S = 132\,791 \angle 240^\circ V$		
Éq. (31)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (32)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (33)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (34)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 240^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{(10 + j50) \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 131,3^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (35)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 131,1^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 131,1^\circ A$		

Tableau 5 : Exemple de calcul (point 4 sur la lentille)	
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (36)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 4\,511 \angle 131,1^\circ A]$
	$V_S = 95\,756 \angle -106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (37)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,756 \angle -106,1^\circ V}{4\,511 \angle 131,1^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = -11,434 + j17,887 \Omega$

Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)	
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le cinquième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté générateur (E_S) équivaut à 70 % de la tension côté récepteur (E_R) et est en avance de 240 degrés sur celle-ci. Voir les figures 3 et 4.	
Éq. (38)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}} \times 70 \%$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$
	$E_S = 92\,953,7 \angle 240^\circ V$
Éq. (39)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).	
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$ $Z_L = 4 + j20 \Omega$ $Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$
Impédance totale entre les groupes de production.	
Éq. (40)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$

Tableau 6 : Exemple de calcul (point 5 sur la lentille)	
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$
Impédance totale du réseau.	
Éq. (41)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$
	$Z_{sys} = (2 + j10 \Omega) + (4 + j20 \Omega) + (4 + j20 \Omega)$
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.	
Éq. (42)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$
	$I_{sys} = \frac{92\,953,7 \angle 240^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 125,5^\circ A$
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (43)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 3\,854 \angle 125,5^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 125,5^\circ A$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (44)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 92\,953,7 \angle 240^\circ V - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 125,5^\circ A]$
	$V_S = 65\,270,5 \angle -99,4^\circ V$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (45)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{65\,270,5 \angle -99,4^\circ V}{3\,854 \angle 125,5^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = -12,005 + j11,946 \Omega$

Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)			
Cet exemple montre le calcul de l'impédance pour le sixième point de la caractéristique lenticulaire. Des tensions de source inégales sont utilisées pour la ligne à 230 kV (de base) ; la tension côté récepteur (E_R) équivaut à 70 % de la tension côté générateur (E_S). La tension côté générateur est en avance de 240 degrés sur la tension côté récepteur. Voir les figures 3 et 4.			
Éq. (46)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 240^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 240^\circ V$		
Éq. (47)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 70\%$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 0,70$		
	$E_R = 92\,953,7 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance de composante directe (l'impédance de transfert Z_{TR} étant réglée à une valeur élevée).			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (48)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (49)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (50)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 240^\circ V - 92\,953,7 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$		
	$I_{sys} = 3\,854 \angle 137,1^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (51)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		

Tableau 7 : Exemple de calcul (point 6 sur la lentille)	
	$I_L = 3\,854 \angle 137,1^\circ \text{ A} \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$
	$I_L = 3\,854 \angle 137,1^\circ \text{ A}$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (52)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_L)$
	$V_S = 132\,791 \angle 240^\circ \text{ V} - [(2 + j10) \Omega \times 3\,854 \angle 137,1^\circ \text{ A}]$
	$V_S = 98\,265 \angle -110,6^\circ \text{ V}$
L'impédance vue par le relais sur Z_L .	
Éq. (53)	$Z_{L\text{-relais}} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L\text{-relais}} = \frac{98\,265 \angle -110,6^\circ \text{ V}}{3\,854 \angle 137,1^\circ \text{ A}}$
	$Z_{L\text{-relais}} = -9,676 + j23,59 \Omega$

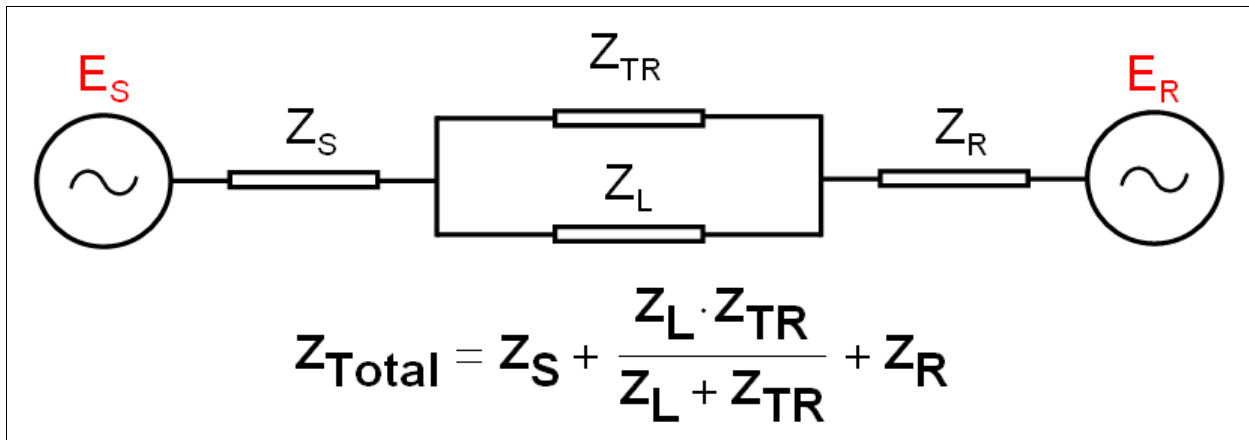


Figure 6 : Réseau réduit à deux jeux de barres, avec une impédance de source côté générateur Z_S , une impédance de source côté récepteur Z_R , une impédance de ligne Z_L et une impédance de transfert parallèle Z_{TR} .

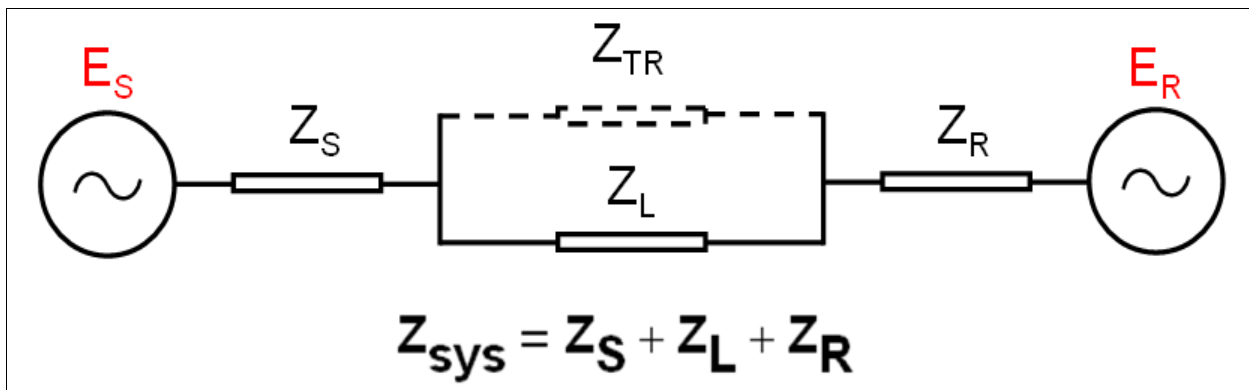


Figure 7 : Réseau réduit à deux jeux de barres, avec une impédance de source côté générateur Z_S , une impédance de source côté récepteur Z_R et une impédance de ligne Z_L ; l'impédance de transfert parallèle Z_{TR} est absente.

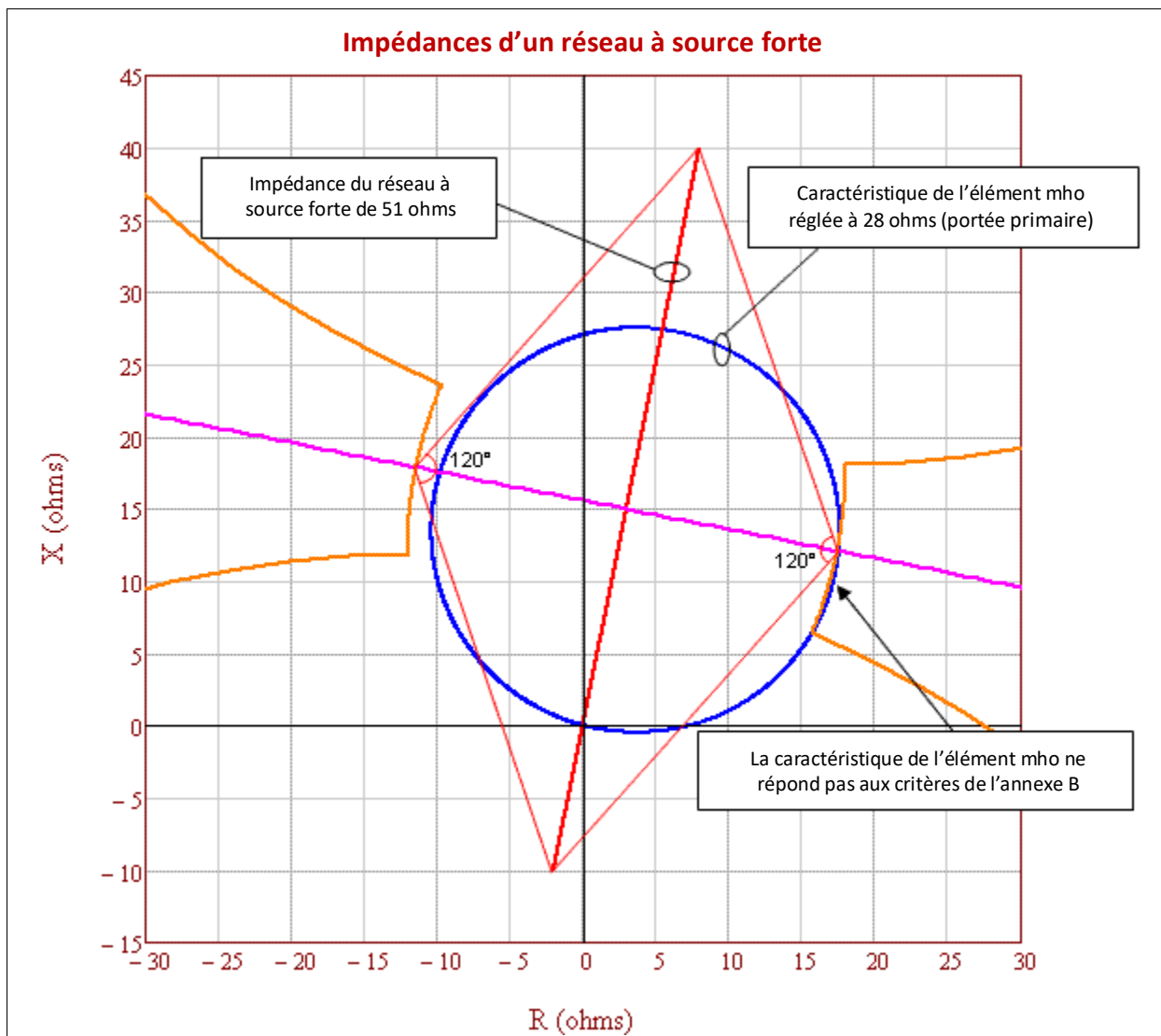


Figure 8 : Réseau à source forte avec impédance de ligne $Z_L = 20,4 \Omega$ (ligne rouge épaisse). La caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) ne répond pas au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, car elle n'est pas entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange).

La figure 8 ci-dessus représente un réseau fortement chargé, avec toute la production en service et tous les *éléments* de transport du BES en fonctionnement normal. La caractéristique de l'élément mho (réglée à 137 % de Z_L) déborde sur la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). Le choix du réseau dont la source est la plus forte est plus prudent, car la région d'oscillation de puissance instable est alors plus petite, donc plus proche de la caractéristique de l'élément mho. Cette figure illustre aussi l'effet d'un renforcement du réseau avec le temps ; on voit pourquoi une réévaluation est nécessaire si le relais n'a pas été évalué au cours des cinq dernières années civiles. La figure 9 ci-dessous décrit un relais qui répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2. La figure 8 décrit le même relais avec le même réglage cinq ans plus tard ; chaque source a été renforcée d'environ 10 %, et maintenant la même caractéristique d'élément mho ne répond plus au critère A.

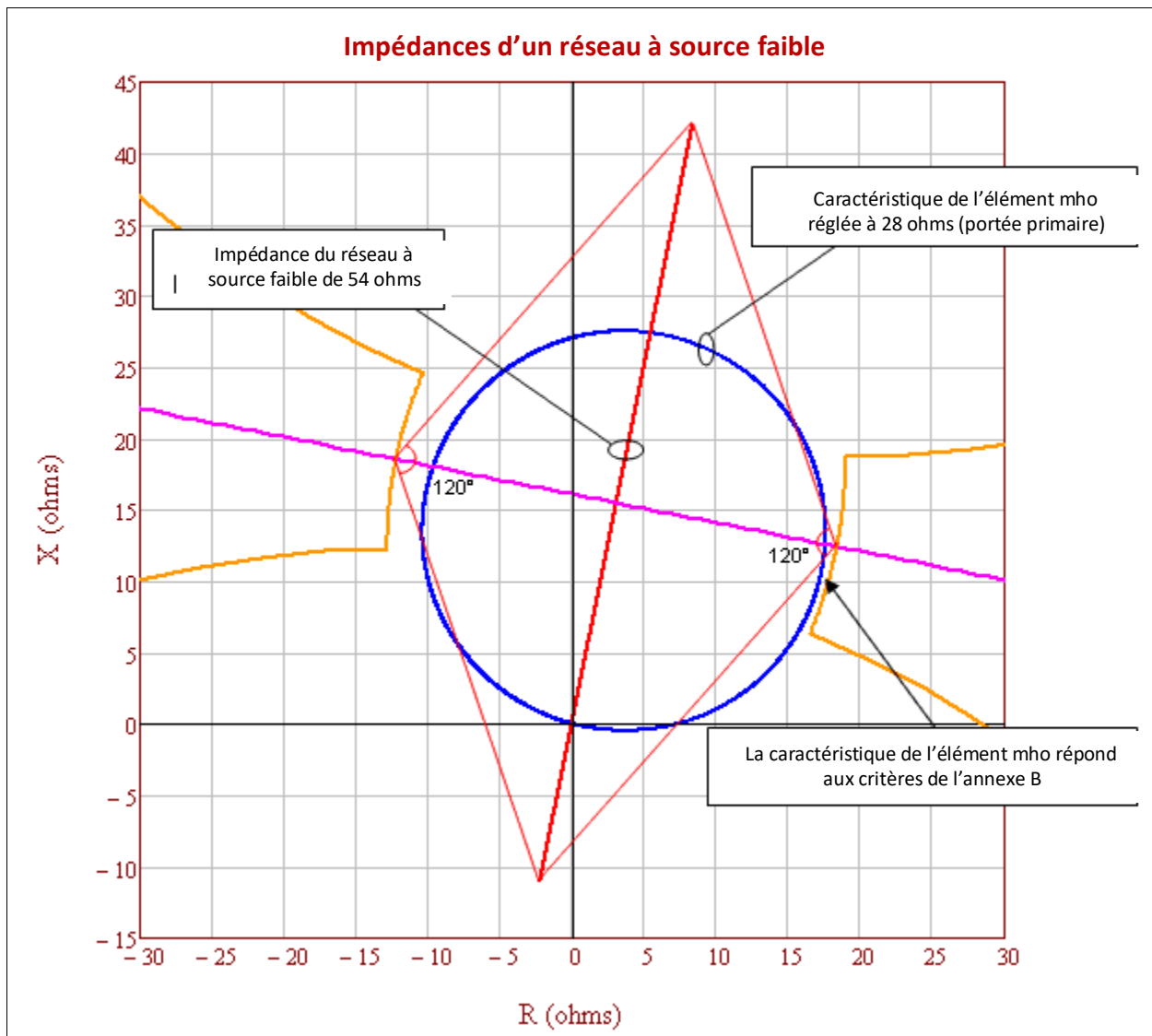


Figure 9 : Réseau à source faible avec impédance de ligne $Z_L = 20,4 \Omega$ (ligne rouge épaisse). La caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, car elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange).

La figure 9 ci-dessus représente un réseau faiblement chargé, dont le profil de production est minimal. La caractéristique de l'élément mho (réglée à 137 % de Z_L) ne déborde pas sur la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). L'utilisation d'un réseau à source plus faible a pour effet d'agrandir la région d'oscillation de puissance instable et de l'éloigner ainsi de la caractéristique de l'élément mho.

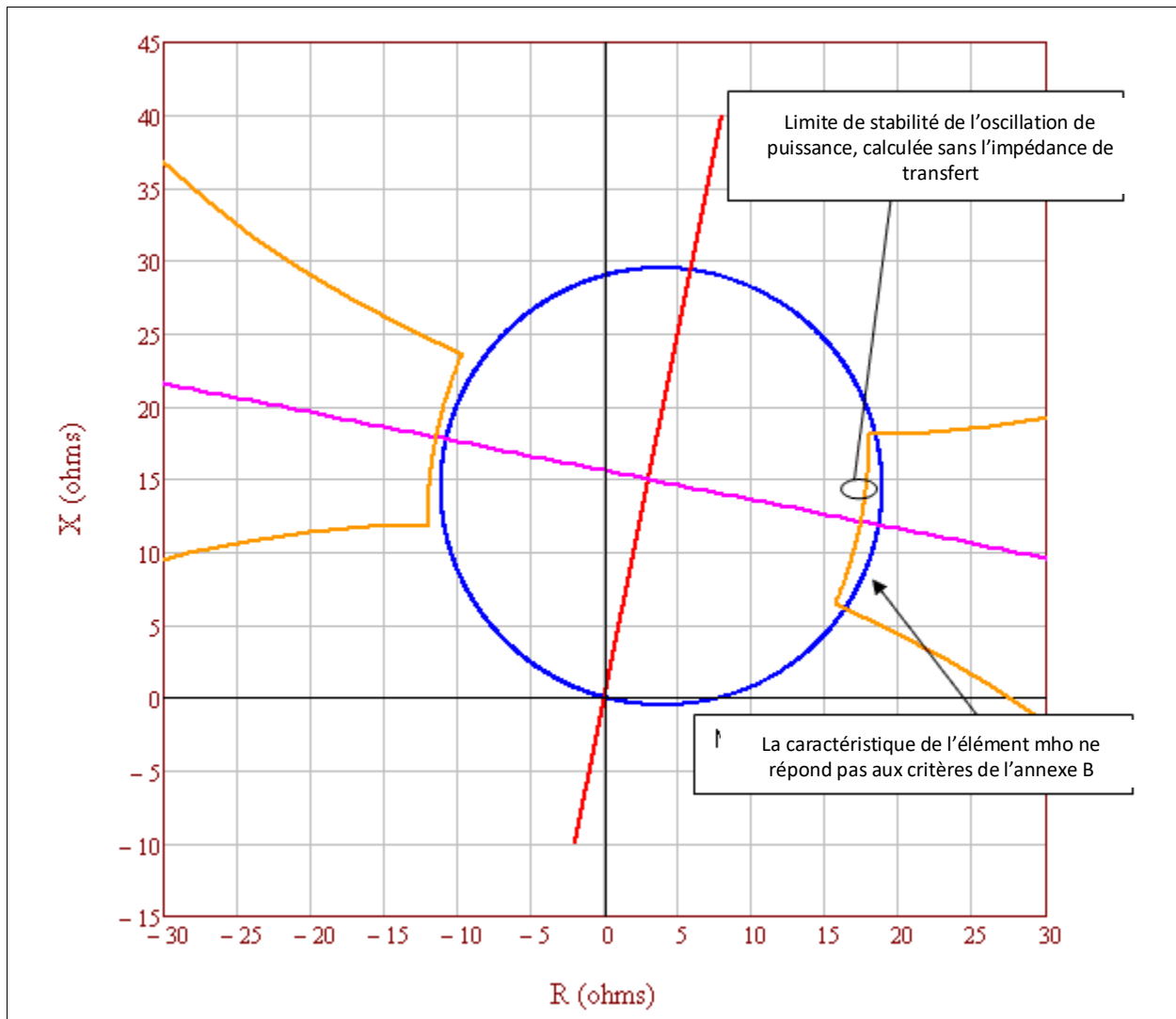


Figure 10 : Exemple de région d’oscillation de puissance instable (tracés orange) sans l’impédance de transfert parallèle. La caractéristique de l’élément mho du relais (cercle bleu) ne répond pas au critère A de l’annexe B de la norme PRC-026-2, car elle n’est pas entièrement circonscrite par la région d’oscillation de puissance instable.

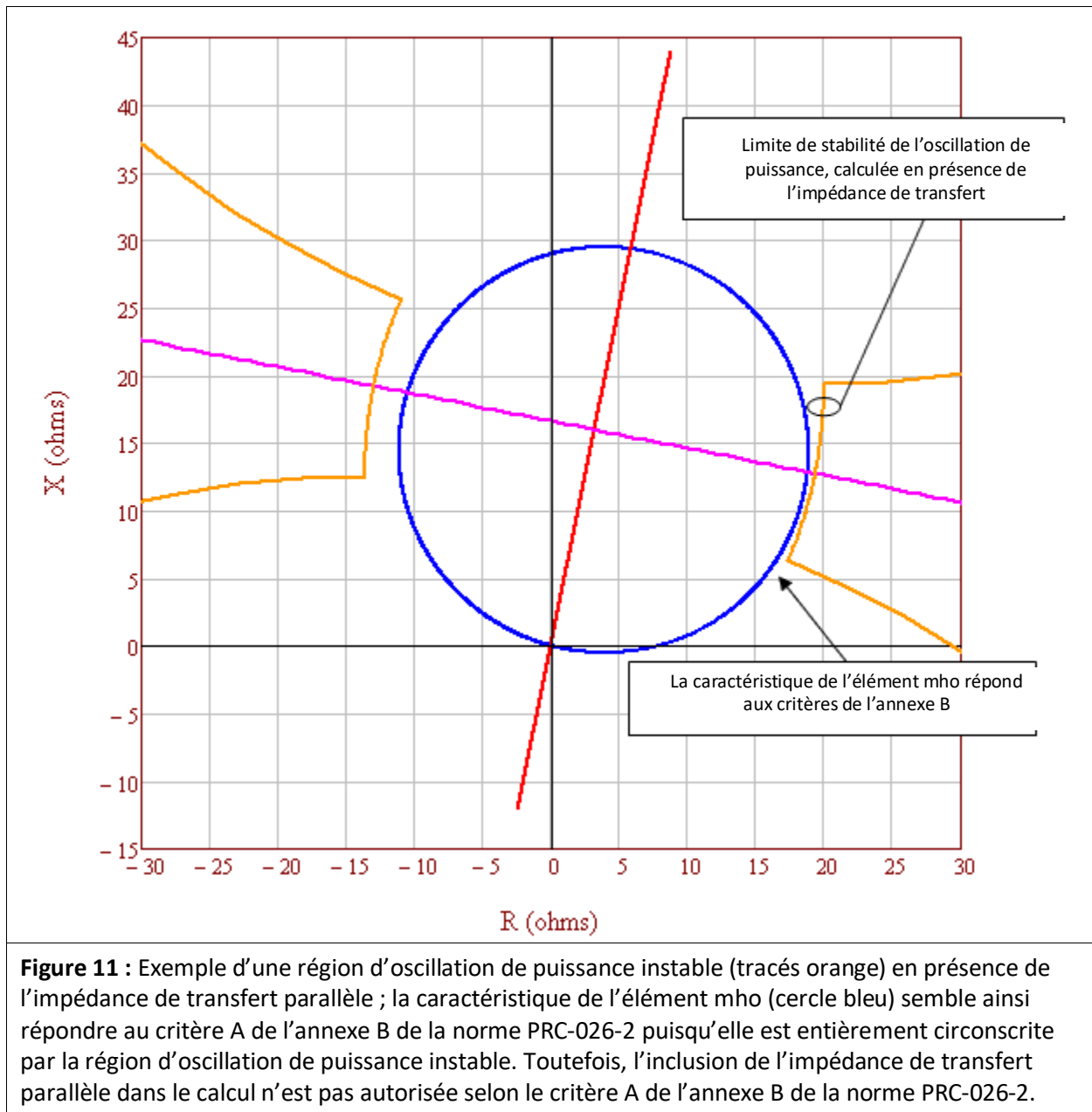
Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l’impédance de transfert parallèle)

Calculs pour le point situé à 120 degrés avec des impédances de source égales. Le courant total du réseau est égal au courant de ligne. Voir la figure 10.

Éq. (54)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)			
Éq. (55)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance initiales.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (56)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{((4 + j20) \Omega \times (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}{((4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega)}$		
	$Z_{total} = 4 + j20 \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (57)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \Omega + (4 + j20) \Omega + (4 + j20) \Omega$		
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (58)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{10 + j50 \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.			
Éq. (59)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A \times \frac{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}{(4 + j20) \Omega + (4 + j20) \times 10^{10} \Omega}$		
	$I_L = 4\,511 \angle 71,3^\circ A$		
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.			
Éq. (60)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$		

Tableau 8 : Exemple de calcul (sans l'impédance de transfert parallèle)	
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ V - [(2 + j10 \Omega) \times 4\,511 \angle 71,3^\circ A]$
	$V_S = 95\,757 \angle 106,1^\circ V$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (61)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{95\,757 \angle 106,1^\circ V}{4\,511 \angle 71,3^\circ A}$
	$Z_{L-relais} = 17,434 + j12,113 \Omega$



Dans la figure 11 ci-dessus, l'impédance de transfert parallèle est 5 fois supérieure à l'impédance de ligne. La région d'oscillation de puissance instable s'est agrandie au-delà de la caractéristique de l'élément mho en raison de l'effet d'alimentation causé par le courant qui circule dans l'impédance de transfert parallèle ; la caractéristique de l'élément mho semble ainsi répondre au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2. Toutefois, l'inclusion de l'impédance de transfert parallèle dans le calcul n'est pas autorisée selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

Tableau 9 : Exemple de calcul (avec l'impédance de transfert parallèle)			
Calculs pour le point situé à 120 degrés avec des impédances de source égales. Le courant total du réseau n'est pas égal au courant de ligne. Voir la figure 11.			
Éq. (62)	$E_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = \frac{230\,000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_S = 132\,791 \angle 120^\circ V$		
Éq. (63)	$E_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = \frac{230\,000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}}$		
	$E_R = 132\,791 \angle 0^\circ V$		
Données d'impédance initiales.			
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \, \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \, \Omega$	$Z_R = 4 + j20 \, \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 5$		
	$Z_{TR} = (4 + j20) \, \Omega \times 5$		
	$Z_{TR} = 20 + j100 \, \Omega$		
Impédance totale entre les groupes de production.			
Éq. (64)	$Z_{total} = \frac{(Z_L \times Z_{TR})}{(Z_L + Z_{TR})}$		
	$Z_{total} = \frac{(4 + j20) \, \Omega \times (20 + j100) \, \Omega}{(4 + j20) \, \Omega + (20 + j100) \, \Omega}$		
	$Z_{total} = 3,333 + j16,667 \, \Omega$		
Impédance totale du réseau.			
Éq. (65)	$Z_{sys} = Z_S + Z_{total} + Z_R$		
	$Z_{sys} = (2 + j10) \, \Omega + (3,333 + j16,667) \, \Omega + (4 + j20) \, \Omega$		
	$Z_{sys} = 9,333 + j46,667 \, \Omega$		
Courant total du réseau à partir de la source côté générateur.			
Éq. (66)	$I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$		
	$I_{sys} = \frac{132\,791 \angle 120^\circ V - 132\,791 \angle 0^\circ V}{9,333 + j46,667 \, \Omega}$		
	$I_{sys} = 4\,833 \angle 71,3^\circ A$		

Tableau 9 : Exemple de calcul (avec l'impédance de transfert parallèle)	
Le courant mesuré par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est uniquement la portion du courant qui circule dans cette branche, selon l'équation du diviseur de courant.	
Éq. (67)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$
	$I_L = 4\,833 \angle 71,3^\circ \text{ A} \times \frac{(20 + j100) \Omega}{(4 + j20) \Omega + (20 + j100) \Omega}$
	$I_L = 4\,027,4 \angle 71,3^\circ \text{ A}$
La tension mesurée par le relais au point Z_L (voir la figure 3) est la chute de tension à partir de la source côté générateur dans l'impédance de source côté générateur.	
Éq. (68)	$V_S = E_S - (Z_S \times I_{sys})$
	$V_S = 132\,791 \angle 120^\circ \text{ V} - [(2 + j10) \Omega] \times 4\,833 \angle 71,3^\circ \text{ A}$
	$V_S = 93\,417 \angle 104,7^\circ \text{ V}$
L'impédance vue par le relais au point Z_L .	
Éq. (69)	$Z_{L-relais} = \frac{V_S}{I_L}$
	$Z_{L-relais} = \frac{93\,417 \angle 104,7^\circ \text{ V}}{4\,027 \angle 71,3^\circ \text{ A}}$
	$Z_{L-relais} = 19,366 + j12,767 \Omega$

Tableau 10 : Variation de la taille de la lentille en fonction de l'impédance de transfert parallèle	
Ce tableau montre l'augmentation en pourcentage de la taille de la caractéristique lenticulaire pour Z_{TR} , en multiples de Z_L , en présence de l'impédance de transfert parallèle.	
Z_{TR} en multiples de Z_L	Accroissement de la taille de la lentille avec des tensions de source égales (à partir d'une source infinie)
Infini	Sans objet
1000	0,05 %
100	0,46 %
10	4,63 %
5	9,27 %
2	23,26 %
1	46,76 %
0,5	94,14 %
0,25	189,56 %

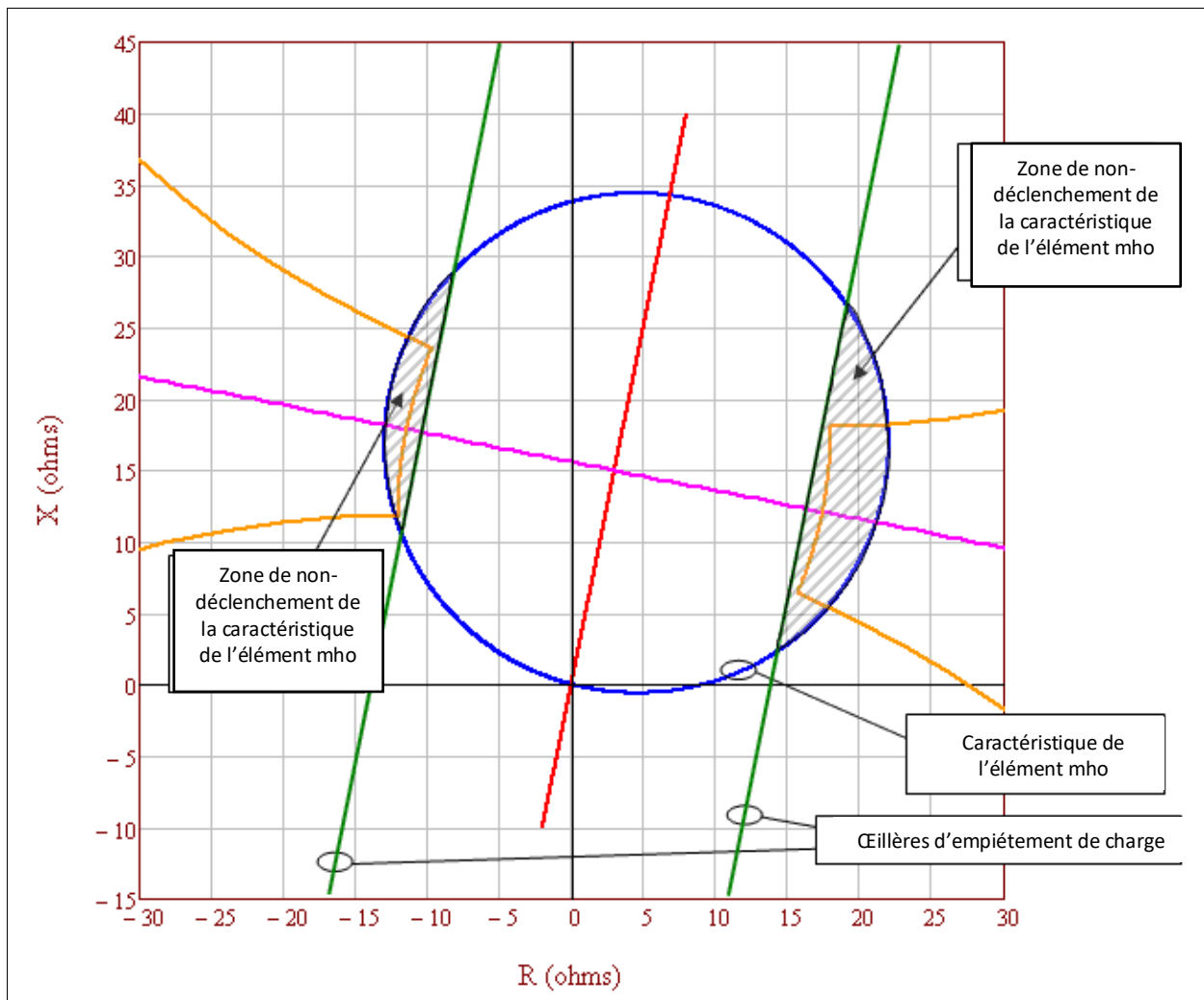


Figure 12 : La zone de déclenchement de la caractéristique de l'élément mho (cercle bleu) qui n'est pas bloquée par les œillères d'empiètement de charge (lignes vertes parallèles) est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange). La caractéristique de l'élément mho répond donc au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

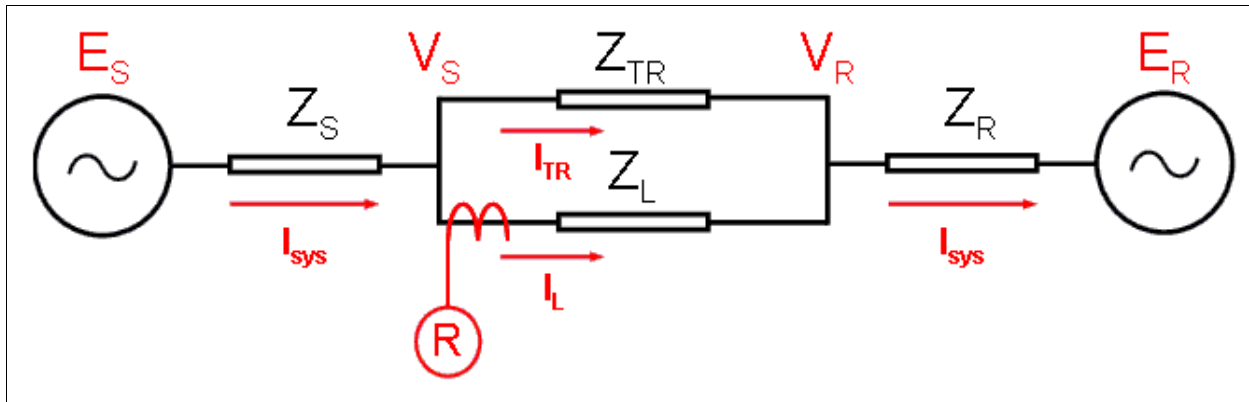


Figure 13 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en amont du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.

Tableau 11 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens direct)				
Les équations suivantes servent à calculer l'impédance apparente en remontant vers la tension de source E_R , telle que vue par le relais R. Équations d'effet couronne à partir de V_S jusqu'à la source E_R où $E_R = 0$. Voir la figure 13.				
Éq. (70)	$I_L = \frac{V_S - V_R}{Z_L}$			
Éq. (71)	$I_{sys} = \frac{V_R - E_R}{Z_R}$			
Éq. (72)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$			
Éq. (73)	$I_{sys} = \frac{V_R}{Z_R}$	Puisque $E_R = 0$	Après remaniement :	$V_R = I_{sys} \times Z_R$
Éq. (74)	$I_L = \frac{V_S - I_{sys} \times Z_R}{Z_L}$			
Éq. (75)	$I_L = \frac{V_S - [(I_L + I_{TR}) \times Z_R]}{Z_L}$			
Éq. (76)	$V_S = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_R) + (I_{TR} \times Z_R)$			
Éq. (77)	$Z_{relais} = \frac{V_S}{I_L} = Z_L + Z_R + \frac{I_{TR} \times Z_R}{I_L} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$			
Éq. (78)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$			
Éq. (79)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$			
Éq. (80)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$			

Tableau 11 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens direct)	
Les équations d'effet couronne montrent l'impédance en amont du relais R (figure 13), en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens direct devient équivalente à $Z_L + Z_R$.	
Éq. (81)	$Z_{relais} = Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$

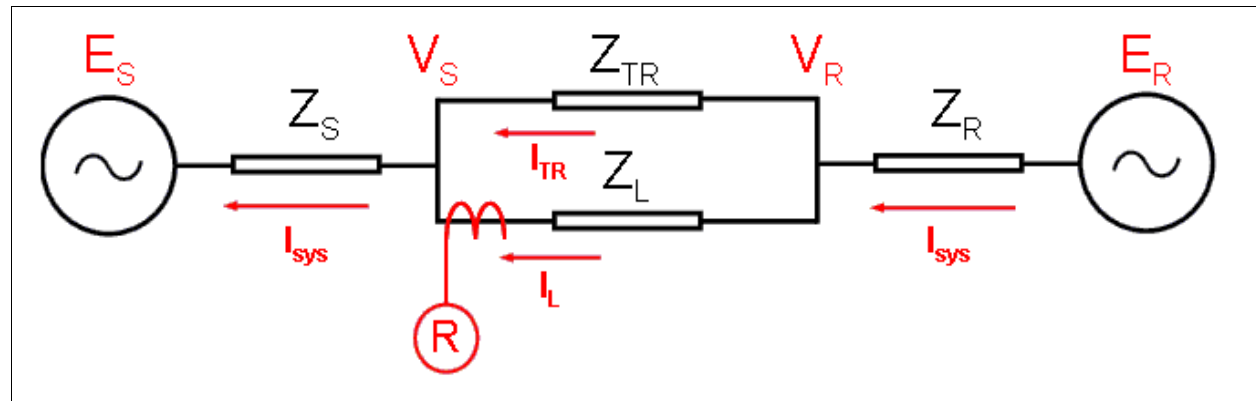


Figure 14 : Ce schéma d'effet couronne montre l'impédance en aval du relais R, en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S .

Tableau 12 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens inverse)			
Les équations suivantes servent à calculer l'impédance apparente en remontant vers la tension de source E_S telle que vue par le relais R. Équations d'effet couronne à partir de V_R jusqu'à la source E_S où $E_S = 0$. Voir la figure 14.			
Éq. (82)	$I_L = \frac{V_R - V_S}{Z_L}$		
Éq. (83)	$I_{sys} = \frac{V_S - E_S}{Z_S}$		
Éq. (84)	$I_{sys} = I_L + I_{TR}$		
Éq. (85)	$I_{sys} = \frac{V_S}{Z_S}$	Puisque $E_S = 0$	Après remaniement : $V_S = I_{sys} \times Z_S$
Éq. (86)	$I_L = \frac{V_R - I_{sys} \times Z_S}{Z_L}$		
Éq. (87)	$I_L = \frac{V_R - [(I_L + I_{TR}) \times Z_S]}{Z_L}$		
Éq. (88)	$V_R = (I_L \times Z_L) + (I_L \times Z_S) + (I_{TR} \times Z_{RS})$		
Éq. (89)	$Z_{relais} = \frac{V_R}{I_L} = Z_L + Z_S + \frac{I_{TR} \times Z_S}{I_L} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{I_{TR}}{I_L}\right)$		

Tableau 12 : Calculs (impédance apparente du réseau en sens inverse)		
Éq. (90)	$I_{TR} = I_{sys} \times \frac{Z_L}{Z_L + Z_{TR}}$	
Éq. (91)	$I_L = I_{sys} \times \frac{Z_{TR}}{Z_L + Z_{TR}}$	
Éq. (92)	$\frac{I_{TR}}{I_L} = \frac{Z_L}{Z_{TR}}$	
<p>Les équations d'effet couronne montrent l'impédance en aval du relais R (figure 14), en présence de l'impédance de transfert parallèle. Lorsque l'impédance de transfert parallèle est proche de l'infini, l'impédance vue par le relais R en sens inverse devient équivalente à Z_S.</p>		
Éq. (93)	$Z_{relais} = Z_L + Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Impédance vue par le relais R du côté récepteur de la ligne.
Éq. (94)	$Z_{relais} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)$	Soustraire Z_L pour obtenir l'impédance vue par le relais R du côté générateur de la ligne.

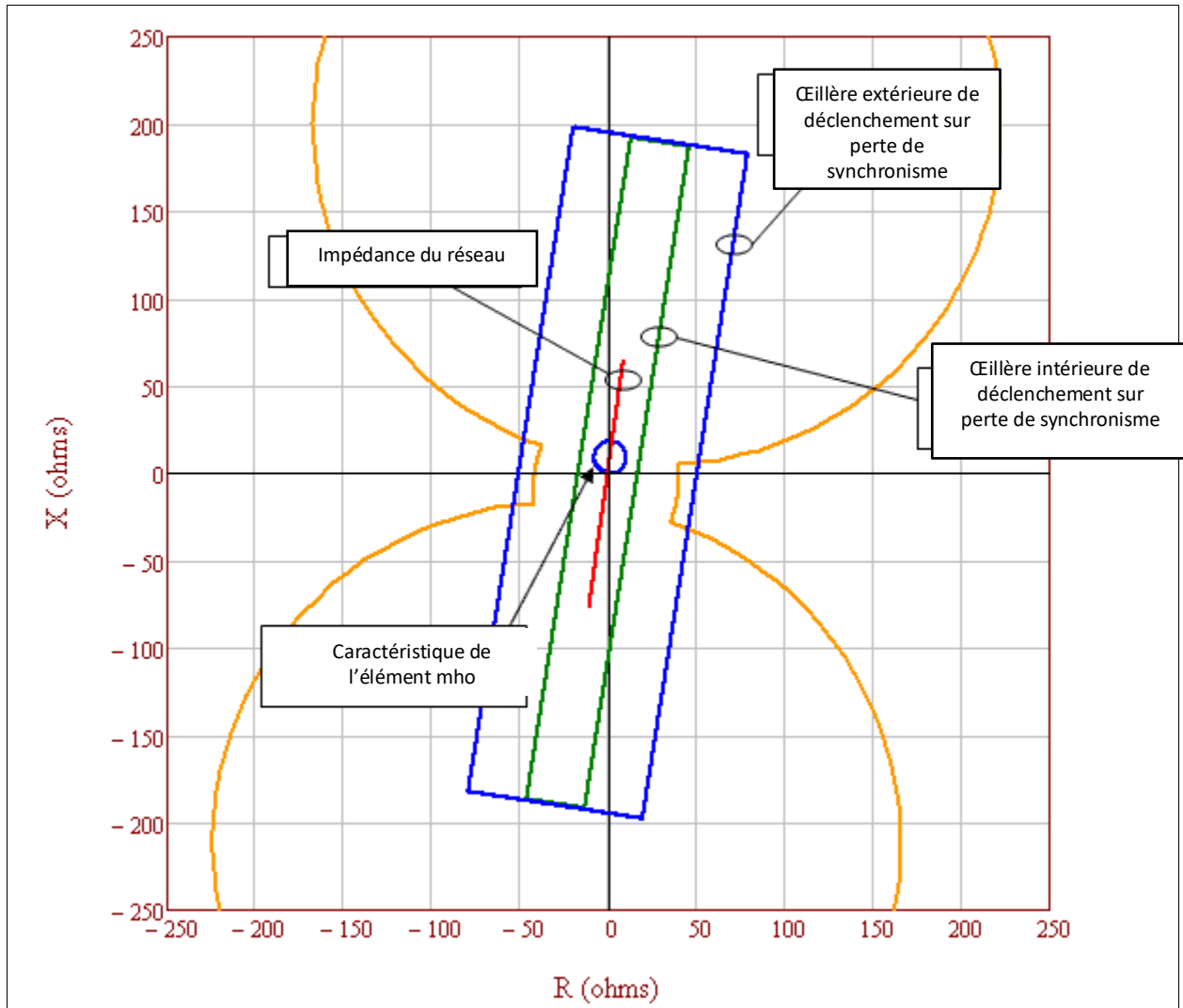
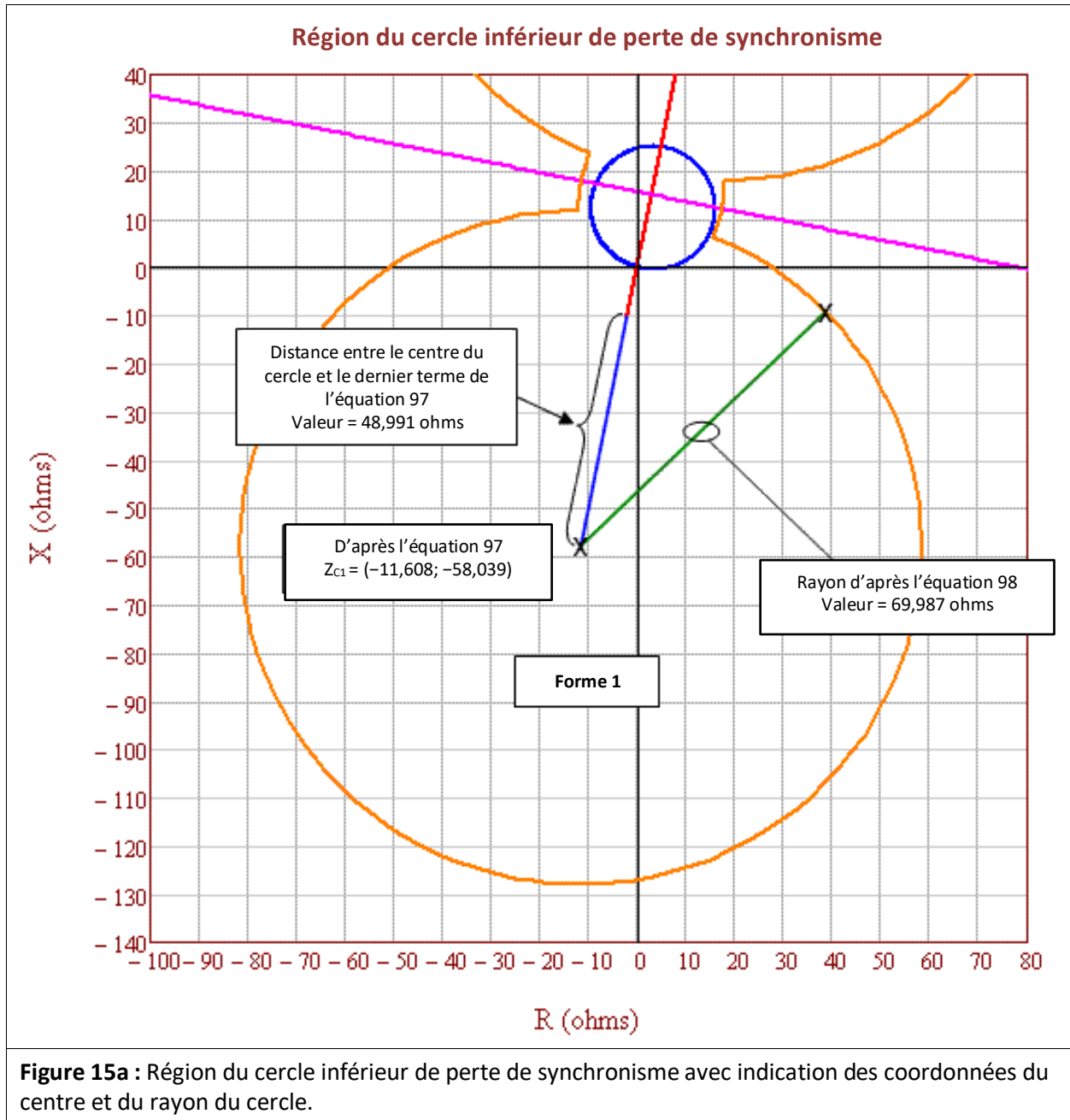


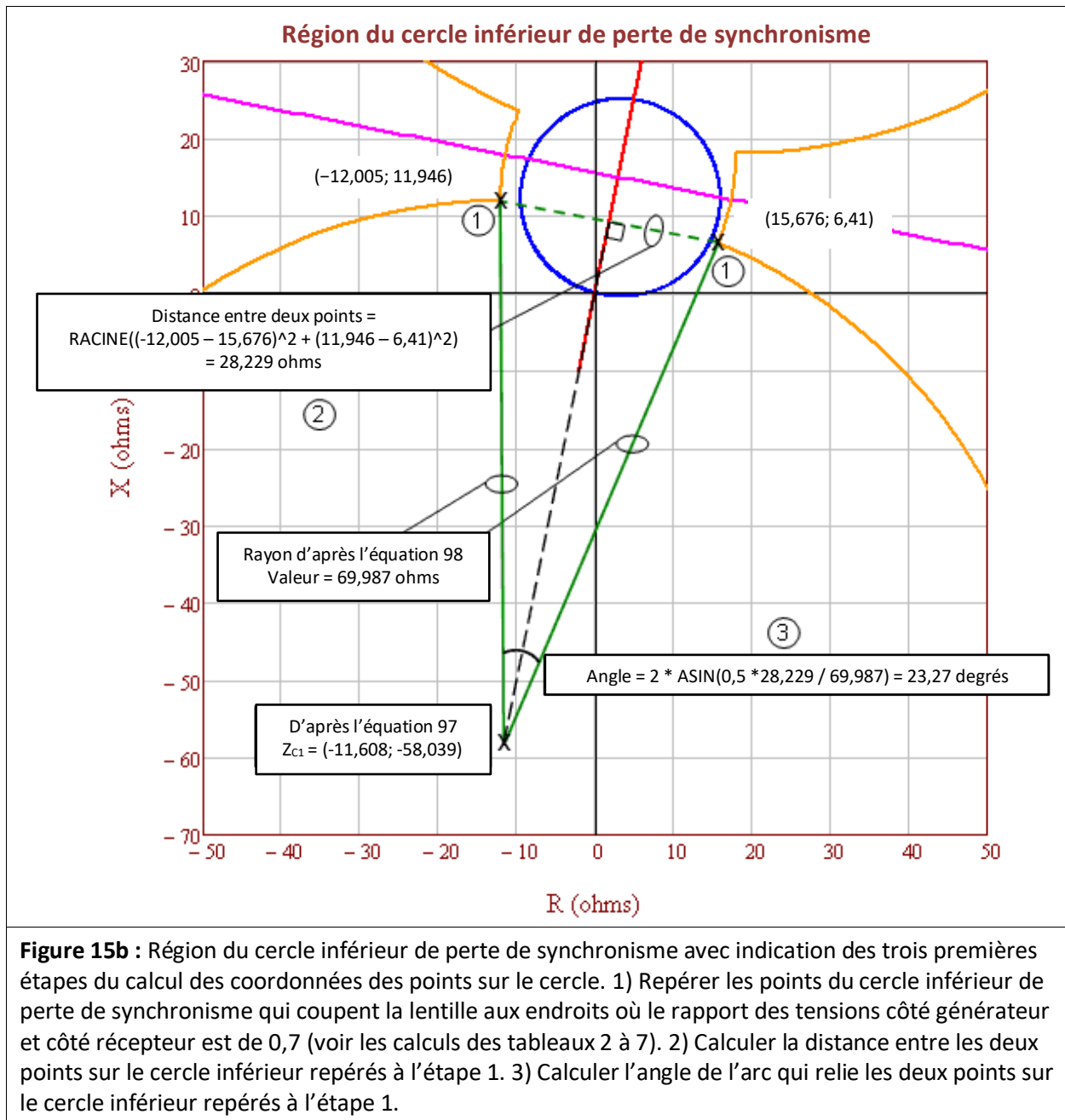
Figure 15 : Les œillères intérieures (lignes vertes parallèles) de déclenchement sur perte de synchronisme (OST) répondent au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, car le déclenchement est amorcé lors de l'entrée ou de la sortie. Comme les œillères intérieures sont entièrement circonscrites par la région d'oscillation de puissance instable (tracés orange), elles répondent au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)		
Ces calculs sont basés sur les caractéristiques de perte de synchronisme pour les cas $N < 1$ et $N > 1$ décrits dans la publication <i>Application of Out-of-Step Blocking and Tripping Relays</i> , GER-3180, p. 12, figure 3 ¹⁷ . L'illustration de GE indique les formules permettant de calculer le rayon et le centre des cercles aux deux extrémités de la lentille.		
Équations de rapport de tensions, équation d'impédance de source avec application des formules d'effet couronne et équations de cercle.		
Initialement :	$E_S = 0,7$	$E_R = 1,0$
Éq. (95)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{0,7}{1,0} = 0,7$	
Impédance totale du réseau vue par le relais avec application des formules d'alimentation.		
Initialement :	$Z_S = 2 + j10 \Omega$	$Z_L = 4 + j20 \Omega$
		$Z_R = 4 + j20 \Omega$
Initialement :	$Z_{TR} = Z_L \times 10^{10} \Omega$	
	$Z_{TR} = (4 + j20) \times 10^{10} \Omega$	
Éq. (96)	$Z_{sys} = Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) + \left[Z_L + Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right)\right]$	
	$Z_{sys} = 10 + j50 \Omega$	
Calcul des coordonnées du centre du cercle inférieur de perte de synchronisme.		
Éq. (97)	$Z_{C1} = - \left[Z_S \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}}\right) \right] - \left[\frac{N^2 \times Z_{sys}}{1 - N^2} \right]$	
	$Z_{C1} = - \left[(2 + j10) \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega}\right) \right] - \left[\frac{0,7^2 \times (10 + j50) \Omega}{1 - 0,7^2} \right]$	
	$Z_{C1} = -11,608 - j58,039 \Omega$	
Calcul du rayon du cercle inférieur de perte de synchronisme.		
Éq. (98)	$r_a = \left \frac{N \times Z_{sys}}{1 - N^2} \right $	
	$r_a = \left \frac{0,7 \times (10 + j50) \Omega}{1 - 0,7^2} \right $	
	$r_a = 69,987 \Omega$	
Calcul des coordonnées du centre du cercle supérieur de perte de synchronisme.		
Initialement :	$E_S = 1,0$	$E_R = 0,7$
Éq. (99)	$N = \frac{ E_S }{ E_R } = \frac{1,0}{0,7} = 1,43$	

17. <http://store.gedigitalenergy.com/faq/Documents/Alps/GER-3180.pdf>

Tableau 13 : Exemple de calculs (rapports de tensions)	
Éq. (100)	$Z_{C2} = Z_L + \left[Z_R \times \left(1 + \frac{Z_L}{Z_{TR}} \right) \right] + \left[\frac{Z_{sys}}{N^2 - 1} \right]$
	$Z_{C2} = 4 + j20 \Omega + \left[(4 + j20) \Omega \times \left(1 + \frac{(4 + j20) \Omega}{(4 + j20) \times 10^{10} \Omega} \right) \right] + \left[\frac{(10 + j50) \Omega}{1,43^2 - 1} \right]$
	$Z_{C2} = 17,608 + j88,039 \Omega$
Calcul du rayon du cercle supérieur de perte de synchronisme.	
Éq. (101)	$r_b = \left \frac{N \times Z_{sys}}{N^2 - 1} \right $
	$r_b = \left \frac{1,43 \times (10 + j50) \Omega}{1,43^2 - 1} \right $
	$r_b = 69,987 \Omega$





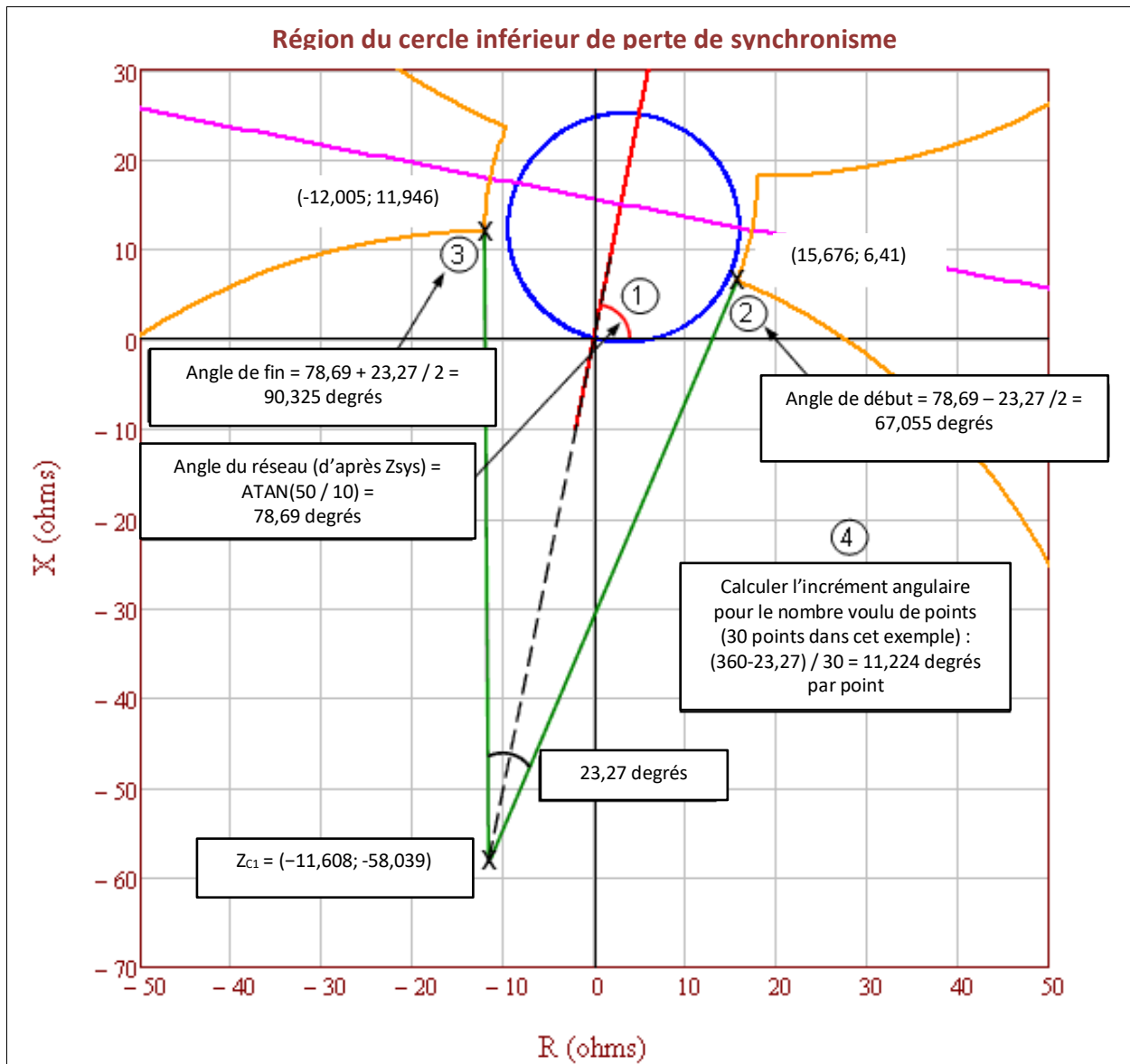


Figure 15c : Région du cercle inférieur de perte de synchronisme avec indication des étapes du calcul de l'angle de début, de l'angle de fin et de l'incrément angulaire pour le nombre voulu de points calculés. 1) Calculer l'angle du réseau. 2) Calculer l'angle de début. 3) Calculer l'angle de fin. 4) Calculer l'incrément angulaire pour le nombre voulu de points calculés.

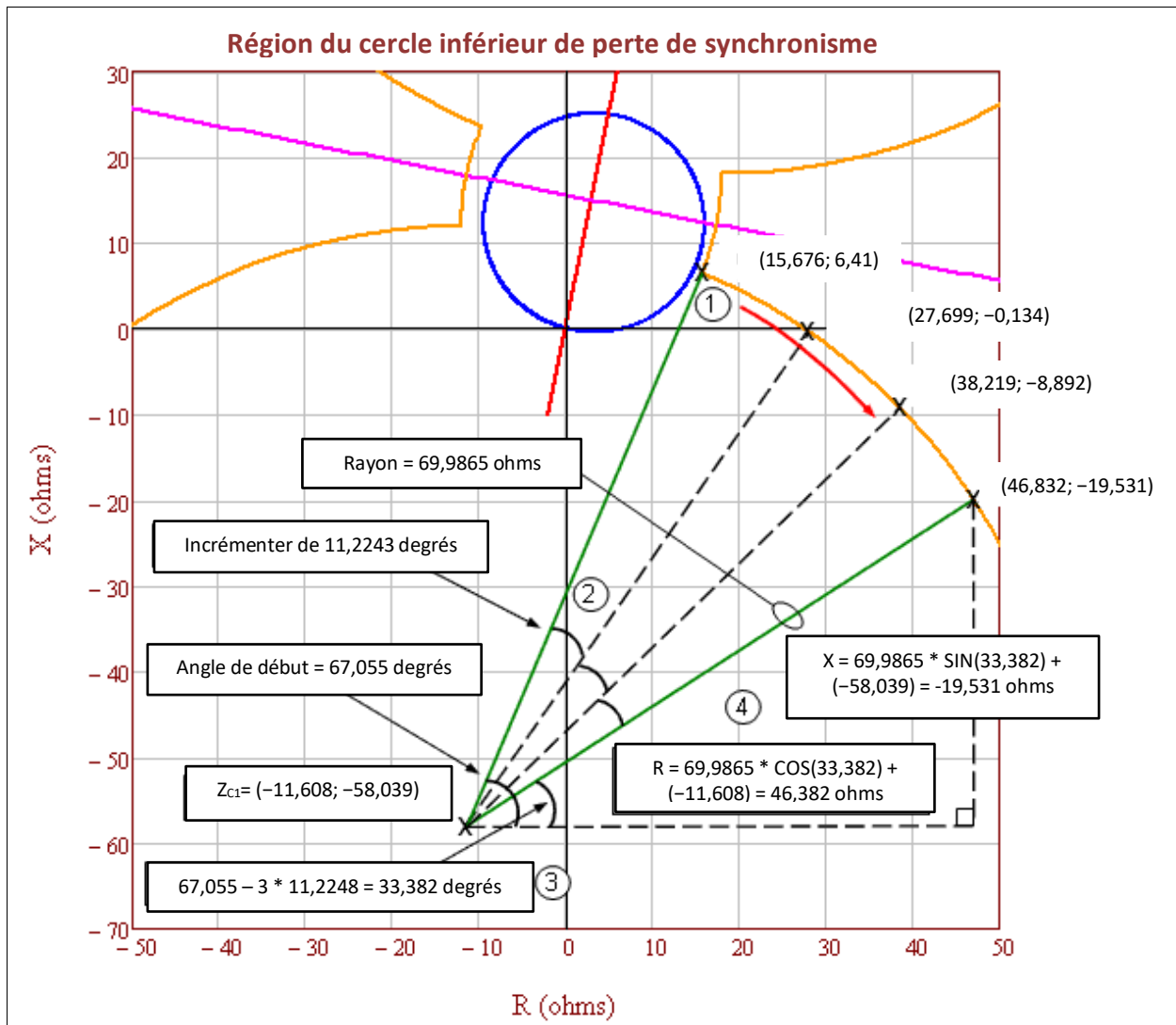
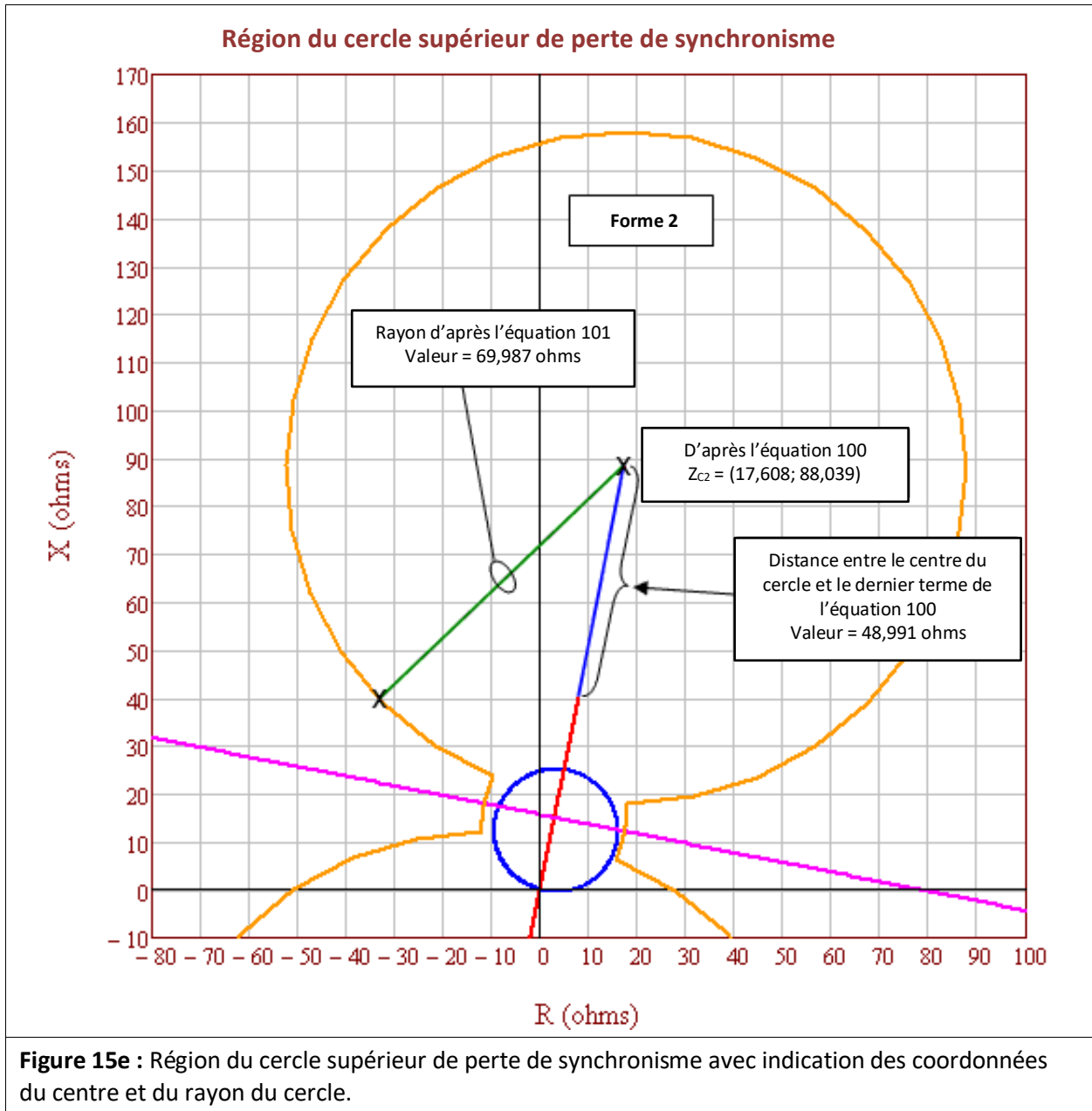


Figure 15d : Région du cercle inférieur de perte de synchronisme avec indication des dernières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Commencer à l'intersection avec la lentille, puis poursuivre en sens horaire. 2) Incrémenter l'angle pour chaque point. 3) Calculer le nouvel angle après chaque déplacement. 4) Calculer les coordonnées R-X.



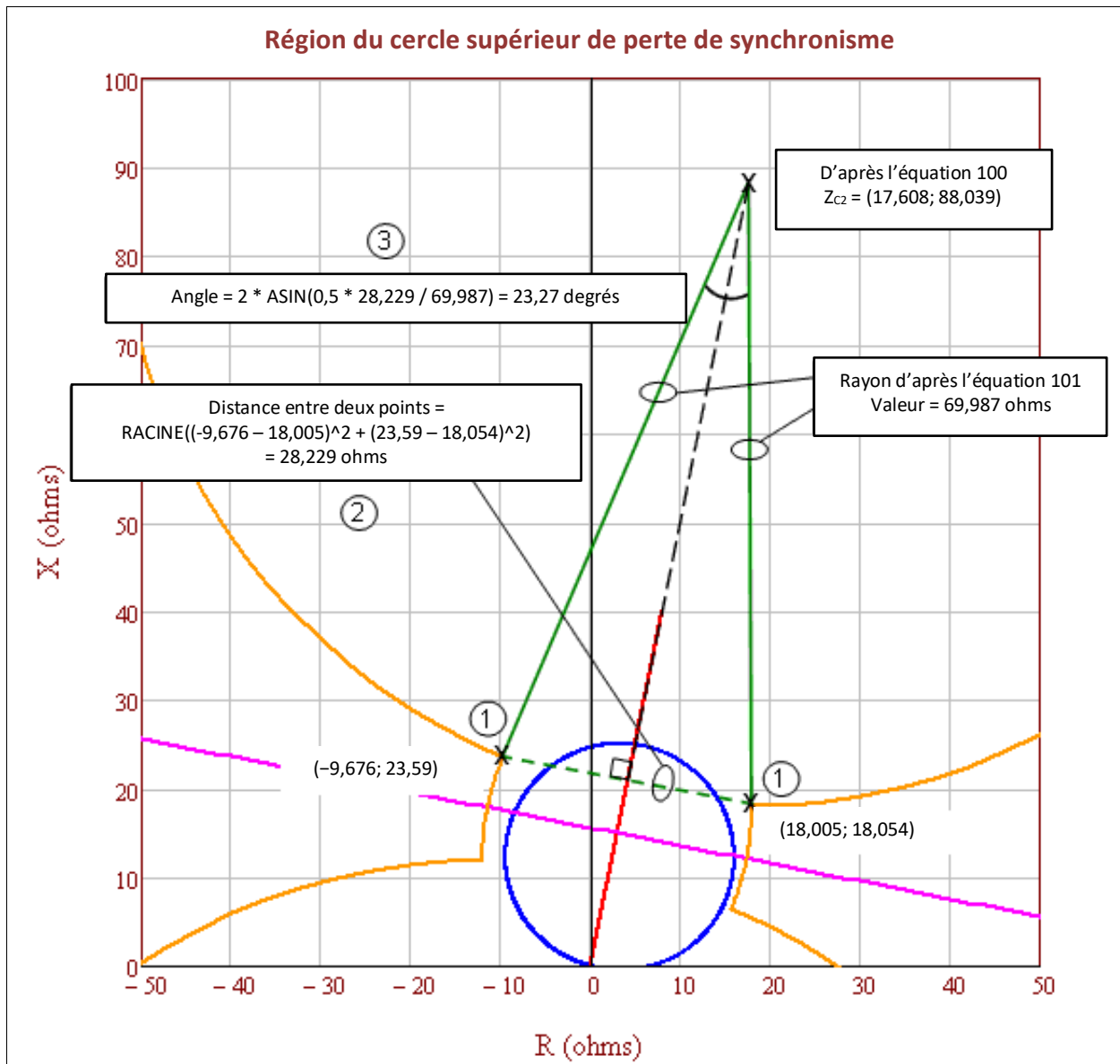
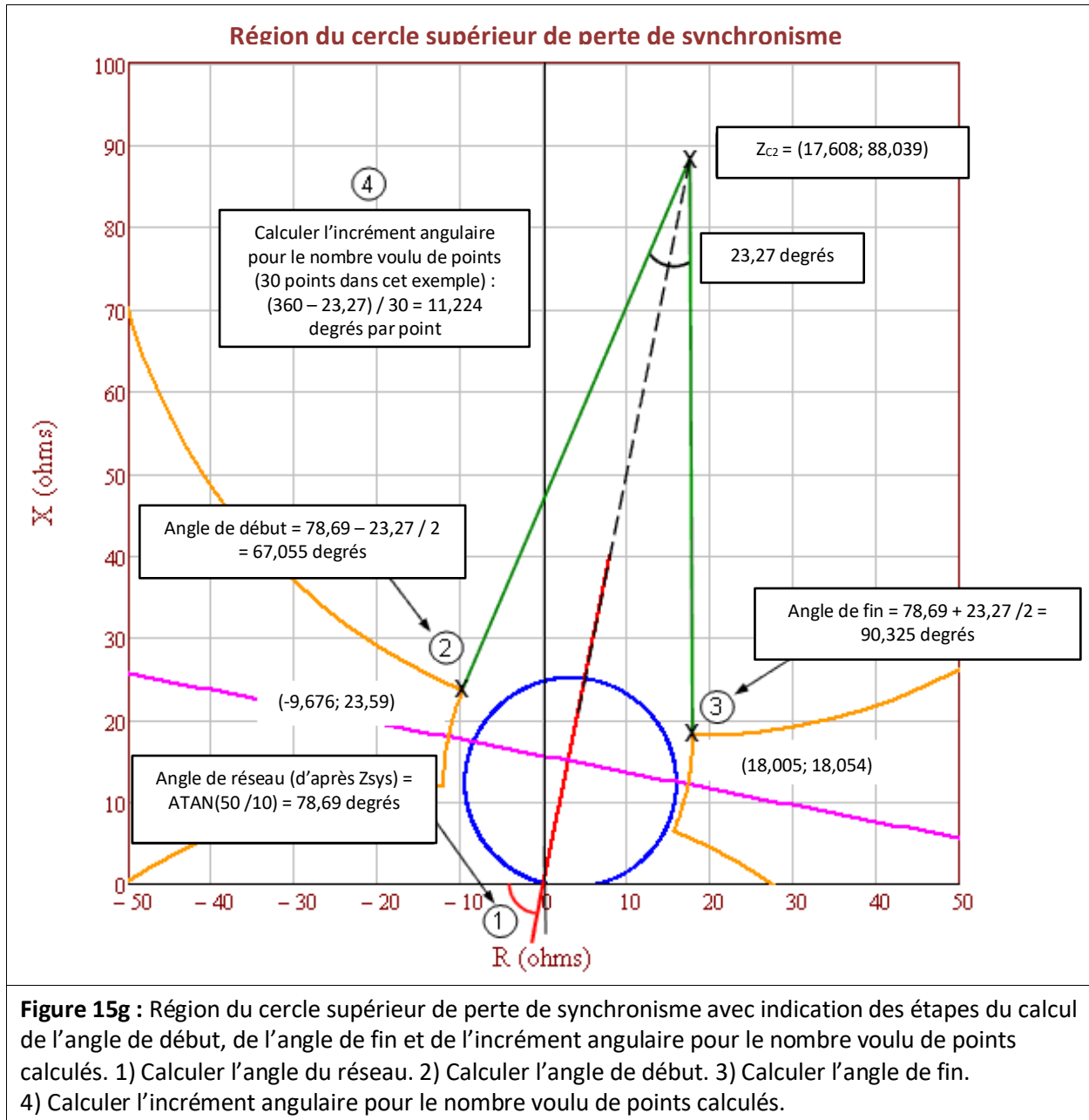


Figure 15f : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des trois premières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Repérer les points du cercle supérieur de perte de synchronisme qui coupent la lentille aux endroits où le rapport des tensions côté générateur et côté récepteur est de 1,43 (voir les calculs des tableaux 2 à 7). 2) Calculer la distance entre les deux points sur le cercle supérieur repérés à l'étape 1. 3) Calculer l'angle de l'arc qui relie les deux points sur le cercle supérieur repérés à l'étape 1.



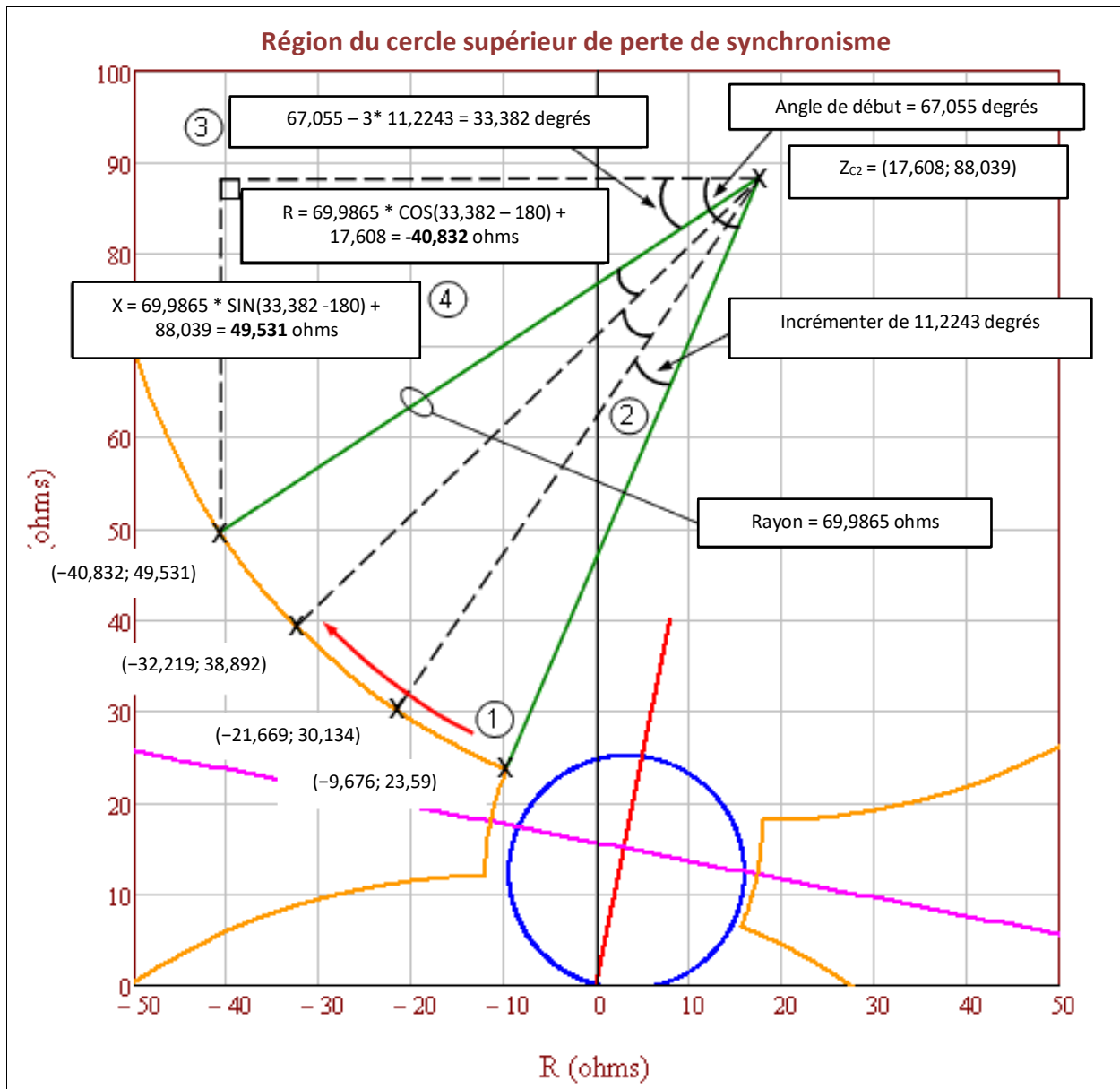


Figure 15h : Région du cercle supérieur de perte de synchronisme avec indication des dernières étapes du calcul des coordonnées des points sur le cercle. 1) Commencer à l'intersection avec la lentille, puis poursuivre en sens horaire. 2) Incrémenter l'angle pour chaque point. 3) Calculer le nouvel angle après chaque déplacement. 4) Calculer les coordonnées R-X.

Coordonnées du cercle inférieur de perte de synchronisme			Coordonnées du cercle supérieur de perte de synchronisme		
Angle (degrés)	R	+jX	Angle (degrés)	R	+jX
60,055	15,676	6,41	67,055	-9,676	23,59
55,831	27,699	-0,134	55,831	-21,699	30,134
44,606	38,219	-8,892	44,606	-32,219	38,892
33,382	46,832	-19,531	33,382	-40,832	49,531
22,158	53,21	-31,643	22,158	-47,21	61,643
10,933	57,108	-44,765	10,933	-51,108	74,765
359,709	58,378	-58,395	359,709	-52,378	88,395
348,485	56,97	-72,011	348,485	50,97	102,011
337,26	52,939	-85,092	337,26	-46,939	115,092
326,036	46,438	-97,139	326,036	-40,438	127,139
314,812	37,717	-107,69	314,812	-31,717	137,69
303,587	27,109	-116,341	303,587	-21,109	146,341
292,363	15,02	-122,762	292,363	-9,02	152,762
281,139	1,913	-126,707	281,139	4,087	156,707
269,914	-11,712	-128,026	269,914	17,712	158,026
258,69	-25,333	-126,667	258,69	31,333	156,667
247,466	-38,429	-122,682	247,466	44,429	152,682
236,241	-50,499	-116,225	236,241	56,499	146,225
225,017	-61,081	-107,542	225,017	67,081	137,542
213,793	-69,771	-96,965	213,793	75,771	126,965
202,568	-76,235	-84,899	202,568	82,235	114,899
191,344	-80,227	-71,806	191,344	86,227	101,806
180,12	-81,594	-58,185	180,12	87,594	88,185
168,895	-80,284	-44,56	168,895	86,284	74,56
157,671	-76,347	-31,45	157,671	82,347	61,45
146,447	-69,933	-19,357	146,447	75,933	49,357
135,222	-61,288	-8,744	135,222	67,288	38,744
123,998	-50,742	-0,016	123,998	56,742	30,016
112,774	-38,699	6,491	112,774	44,699	23,509
101,549	-25,62	10,53	101,549	31,62	19,47
90,325	-12,005	11,946	90,325	18,005	18,054

Figure 15i : Tableaux complets des coordonnées calculées des cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme. La rangée en couleur et en gras correspond aux points calculés aux figures 15d et 15h.

Directives spécifiques au critère B

Le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-2 sert à évaluer les éléments de surintensité utilisés pour le déclenchement. Il est semblable au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, sauf pour un alinéa supplémentaire (alinéa 4) qui demande de calculer l'intensité du courant à partir d'une tension interne de groupe de production de 1,05 par unité. Cette valeur de 1,05 par unité sert à établir le courant d'excitation minimal pour les relais à maximum de courant dont la temporisation est inférieure à 15 cycles. Les tensions côté générateur et côté récepteur sont établies à 1,05 par unité et à un angle de

séparation du réseau de 120 degrés. La valeur de 1,05 par unité représente la limite supérieure habituelle de la tension d'exploitation, ce qui concorde aussi avec la méthode de calcul de transfert de puissance maximal qui tient compte des impédances de source réelles du réseau dans la norme de fiabilité PRC-023 de la NERC. Les formules utilisées pour calculer le courant sont présentées au tableau 14 ci-dessous.

Tableau 14 : Exemple de calcul (surintensité)			
Cet exemple porte sur un terminal de ligne à 230 kV équipé d'un élément à maximum de courant de phase instantané directionnel réglé à 50 A au secondaire du transformateur de courant dont le rapport est de 160, ce qui correspond à 8 000 A au primaire. Le calcul suivant adopte pour V_S une valeur égale à la tension de source phase-terre de base du groupe de production côté générateur multipliée par 1,05 à un angle de 120 degrés, pour V_R une valeur égale à la tension interne phase-terre de base du groupe de production côté récepteur multipliée par 1,05 à un angle de 0 degré, et pour Z_{sys} une valeur égale à la somme de l'impédance de source côté générateur, de l'impédance de ligne et de l'impédance de source côté récepteur en ohms.			
Dans l'exemple, le réglage de phase instantané de 8 000 A est plus élevé que le courant de réseau calculé de 5 716 A ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-2.			
Éq. (102)	$V_S = \frac{V_{LL} \angle 120^\circ}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_S = \frac{230\ 000 \angle 120^\circ V}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_S = 139\ 430 \angle 120^\circ V$		
Tension aux bornes du groupe de production côté récepteur.			
Éq. (103)	$V_R = \frac{V_{LL} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_R = \frac{230\ 000 \angle 0^\circ V}{\sqrt{3}} \times 1,05$		
	$V_R = 139\ 430 \angle 0^\circ V$		
L'impédance totale du réseau (Z_{sys}) est égale à la somme de l'impédance de source côté générateur (Z_S), de l'impédance de ligne (Z_L) et de l'impédance côté récepteur (Z_R) en ohms.			
Initialement :	$Z_S = 3 + j26 \ \Omega$	$Z_L = 1,3 + j8,7 \ \Omega$	$Z_R = 0,3 + j7,3 \ \Omega$
Éq. (104)	$Z_{sys} = Z_S + Z_L + Z_R$		
	$Z_{sys} = (3 + j26) \ \Omega + (1,3 + j8,7) \ \Omega + (0,3 + j7,3) \ \Omega$		
	$Z_{sys} = 4,6 + j42 \ \Omega$		
Courant total du réseau.			
Éq. (105)	$I_{sys} = \frac{(V_S - V_R)}{Z_{sys}}$		

Tableau 14 : Exemple de calcul (surintensité)	
	$I_{sys} = \frac{(139\,430 \angle 120^\circ V - 139\,430 \angle 0^\circ V)}{(4,6 + j42) \Omega}$
	$I_{sys} = 5\,715,82 \angle 66,25^\circ A$

Directives spécifiques aux lignes à trois terminaux

Si une ligne à trois terminaux est désignée comme *élément* potentiellement vulnérable à une oscillation de puissance selon l'exigence E1, les relais de protection sensibles à la charge à chacun des trois terminaux doivent être évalués.

Comme le montre la figure 15j, on peut établir l'impédance de source à chaque terminal de la ligne par des calculs de court-circuit semblables à ceux qui s'appliquent à une ligne à deux terminaux (si l'on ne tient pas compte des impédances de transfert parallèles).

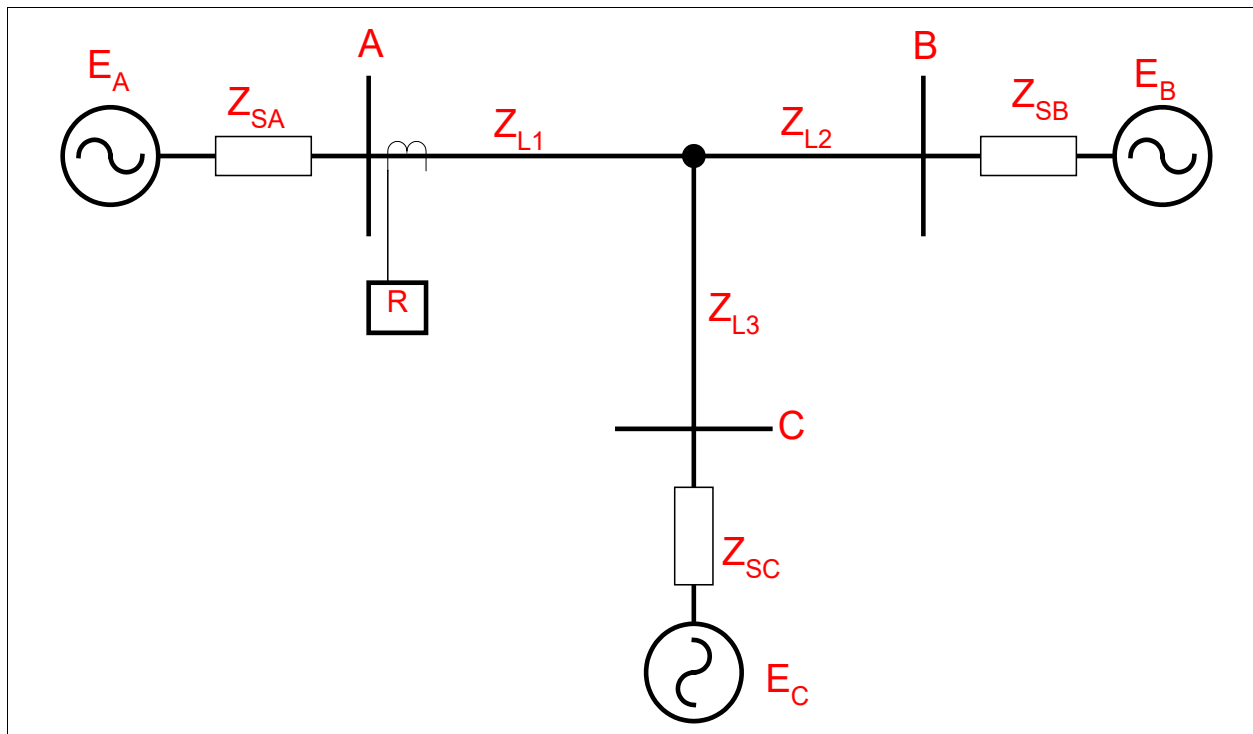


Figure 15j : Ligne à trois terminaux. Pour évaluer les relais de protection sensibles à la charge au terminal A, on réduit d'abord le circuit de la figure 15j au circuit équivalent de la figure 15k. La méthode d'évaluation pour les relais de protection sensibles à la charge au terminal A sera maintenant la même que pour une ligne à deux terminaux.

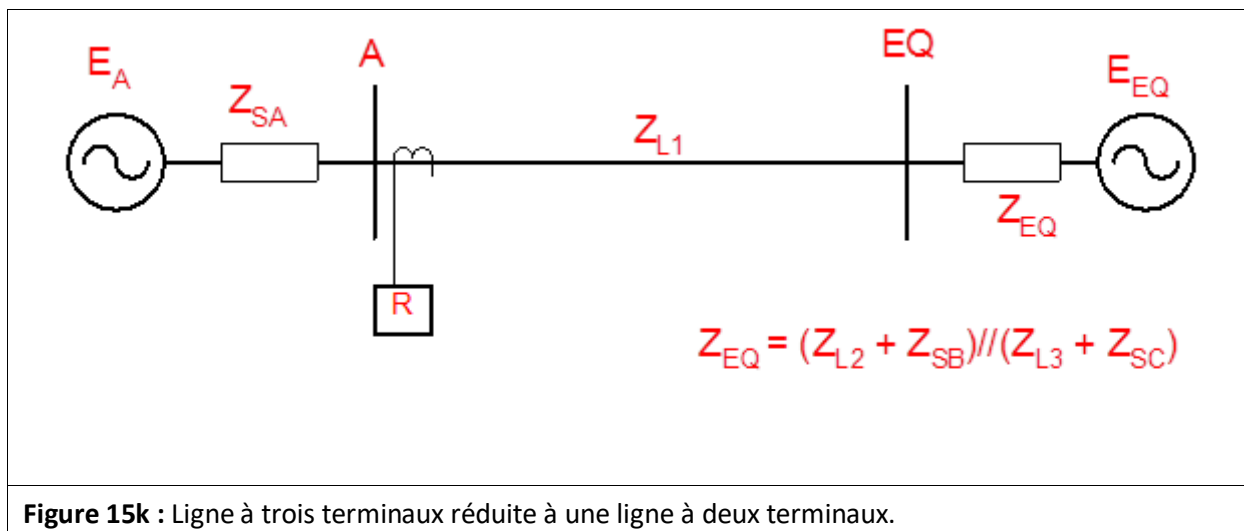


Figure 15k : Ligne à trois terminaux réduite à une ligne à deux terminaux.

Directives concernant les éléments associés à la production

Comme pour les éléments de transport du BES, l'établissement de l'impédance apparente à un élément situé dans une installation de production ou à proximité dans le contexte des oscillations de puissance est une tâche complexe en raison de diverses grandeurs interdépendantes. Les variations de ces grandeurs peuvent découler des changements dans la tension interne de la machine, de l'action du régulateur de vitesse, de l'action du régulateur de tension, de la réaction d'autres groupes de production locaux, ainsi que de la réaction d'autres éléments de transport du BES interconnectés au fur et à mesure que l'oscillation progresse dans le domaine temporel. Bien qu'on puisse recourir à des simulations de stabilité en régime transitoire pour déterminer l'impédance apparente afin de vérifier les réglages des relais sensibles à la charge^{18, 19}, les critères A et B de l'annexe B à laquelle renvoie l'exigence E2 de la norme PRC-026-2 présentent une méthode simplifiée qui permet d'évaluer si les relais de protection sensibles à la charge sont susceptibles de se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable, sans nécessiter de simulations de stabilité.

En général, le centre électrique sera situé dans le réseau de transport pour les cas où le groupe de production est raccordé par un réseau de transport faible (impédance externe élevée). Dans d'autres cas où le groupe de production est raccordé par un réseau de transport fort, le centre électrique pourrait se trouver à l'intérieur de la zone raccordée au groupe²⁰. Dans l'un ou l'autre cas, les relais de protection sensibles à la charge reliés aux bornes du groupe de production ou sur le côté haute tension de son transformateur élévateur (GSU) pourraient être sollicités par des oscillations de puissance. Les relais susceptibles d'être sollicités par des oscillations de puissance seront désignés par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, ou encore par le *propriétaire d'installation de production* qui aura constaté la mise hors circuit d'un groupe de production, d'un transformateur ou d'une ligne de transport faisant partie du BES²¹ à cause du fonctionnement de son ou ses relais de protection en réponse à une oscillation de puissance stable ou instable selon l'exigence E2.

18. Donald Reimert. *Protective Relaying for Power Generation Systems*, Boca Raton, FL, CRC Press, 2006.

19. Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*, EPRI, McGraw Hill, Inc., 1994.

20. Kundur, *ibid.*

21. Voir la section Éclaircissements et commentaires techniques, rubrique Constatation de la mise hors circuit d'un élément en réponse à une oscillation de puissance.

Les relais à maximum de courant à temporisation inverse, de type conditionnel ou asservi à la tension, sont exclus de la présente norme. Lorsque ces relais sont réglés d'après la capacité de surcharge admissible de l'équipement, leur temporisation est largement supérieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance.

Les relais à maximum de courant à déclenchement instantané, à temporisation inverse et à temporisation fixe, si leur temporisation est inférieure à 15 cycles pour les niveaux de courant observés pendant une oscillation de puissance, sont visés par la présente norme et doivent être évalués pour chaque *élément* désigné.

La fonction de protection de groupe de production contre la perte de champ est assurée par des relais d'impédance reliés aux bornes du groupe. Les réglages sont appliqués de manière à protéger le groupe de production contre une perte partielle ou totale de l'excitation dans toutes les conditions de charge du groupe et, en même temps, de manière à ne pas entraîner le déclenchement en cas d'oscillation de puissance stable. La probabilité que le relais de perte de champ se déclenche pendant une oscillation de puissance est plus élevée lorsque le régulateur automatique de tension est en mode manuel plutôt qu'en mode automatique²². La figure 16 présente le diagramme R-X des caractéristiques de relais de perte de champ qui s'étendent généralement jusqu'à trois zones de protection.

22. John Burdy. *Loss-of-excitation Protection for Synchronous Generators GER-3183*, General Electric Company.

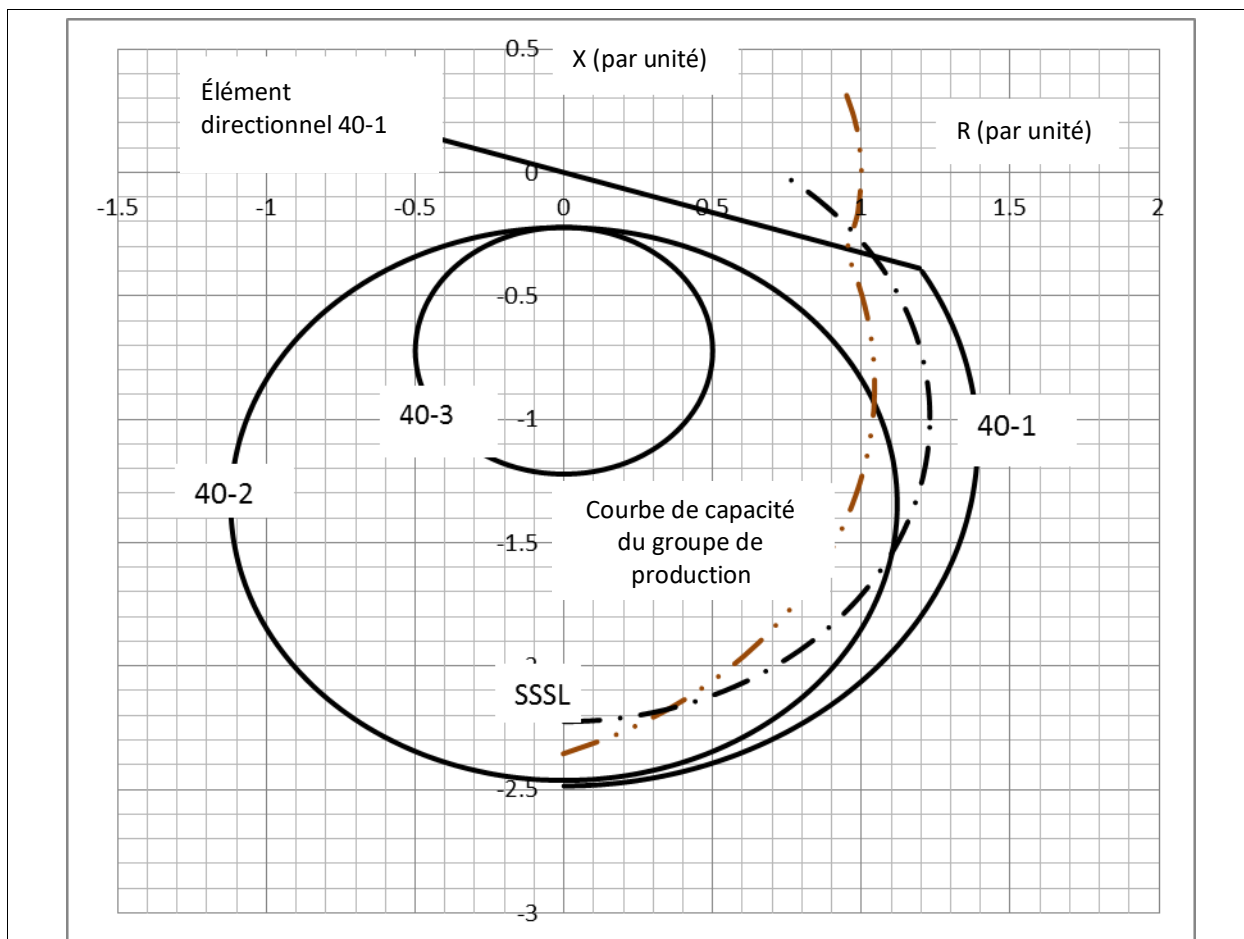


Figure 16 : Diagramme R-X de réglages d'impédance types de relais de perte de champ.

(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 1.5 » devrait se lire « 1,5 ».)

La caractéristique de perte de champ 40-1 a une étendue d'impédance plus large (décalage positif) que la caractéristique 40-2 ou 40-3, et elle offre une protection supplémentaire au groupe de production en cas de perte partielle de champ ou de perte de champ sous faible charge (moins de 10 % de la charge nominale). La logique de déclenchement de cette protection comporte un contact directionnel, une consigne de tension et une temporisation. La consigne de tension et la temporisation renforcent l'insensibilité aux oscillations de puissance stables. La caractéristique 40-3 est moins sensible aux oscillations de puissance que la caractéristique 40-2 et est réglée à l'extérieur de la courbe de capacité du groupe de production, en avance. Indépendamment du réglage d'impédance du relais, la norme PRC-019²³ stipule que « les limiteurs en service doivent intervenir avant les *systèmes de protection* afin d'éviter tout débranchement inutile » et que « les dispositifs de *système de protection* en service 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 ». Les temporisations de déclenchement des relais de perte de

23. Titre : *Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production*

champ^{24, 25} vont de 15 cycles pour la caractéristique 40-2 à 60 cycles pour la caractéristique 40-1 afin d'éviter le déclenchement pendant une oscillation de puissance stable. Dans la norme PRC-026-2, le seuil d'applicabilité est fixé à 15 cycles ; il incombe toutefois au *propriétaire d'installation de production* d'établir des réglages qui assurent l'insensibilité aux oscillations de puissance stables, en même temps qu'une protection sûre du groupe de production.

Le circuit simplifié de réseau à deux machines (méthode déjà utilisée à la section Directives concernant les *éléments* de transport) sert à analyser l'effet d'une oscillation de puissance sur les relais sensibles à la charge dans une installation de production. Dans la présente section, la méthode de calcul sert à déterminer l'impédance vue par le relais relié à un point dans le circuit²⁶. Les grandeurs électriques qui déterminent le tracé d'impédance apparente selon cette méthode sont la réactance transitoire saturée du groupe de production (X'_d), l'impédance du transformateur élévateur de groupe de production (X_{GSU}), l'impédance de la ligne de transport (Z_L) et l'équivalent de réseau (Z_e) au point de raccordement. Le *propriétaire d'installation de production* connaît toutes les valeurs d'impédance, sauf celle de l'équivalent de réseau, qu'il peut obtenir auprès du *propriétaire d'installation de transport*. En faisant varier les tensions de source côtés générateur et récepteur entre 0,0 et 1,0 par unité, on trace la partie lentille de la région d'oscillation de puissance instable. À partir de la plage de tensions de 0,7 à 1,0, on obtient une plage de rapports totale de 0,7 à 1,43 ; cette plage de rapports sert à tracer les cercles inférieur et supérieur de perte de synchronisme de la région d'oscillation de puissance instable. Un angle de séparation du réseau de 120 degrés est adopté conformément aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 pour chaque évaluation de relais de protection sensible à la charge.

Le tableau 15 ci-après montre un exemple de calcul selon la méthode du lieu d'impédance apparente à partir des figures 17 et 18²⁷. Dans cet exemple, le groupe de production est raccordé au réseau de transport à 345 kV par l'intermédiaire de son transformateur élévateur et présente les valeurs indiquées. Il est à noter que les relais de protection sensibles à la charge de cet exemple peuvent appartenir au *propriétaire d'installation de production* ou au *propriétaire d'installation de transport*.

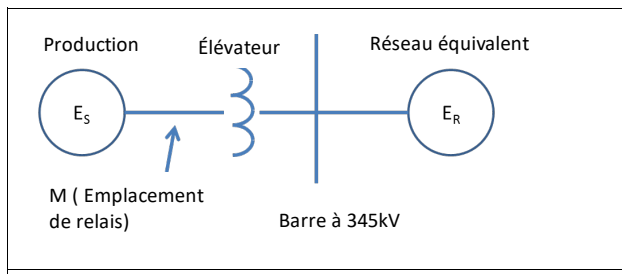


Figure 17 : Schéma unifilaire simplifié du réseau à évaluer.

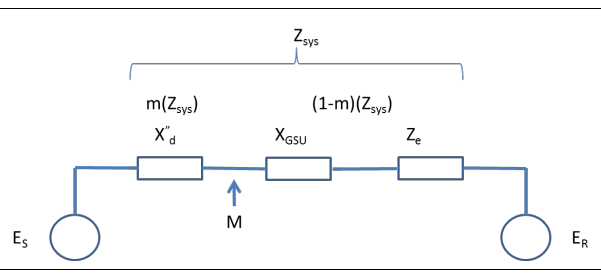


Figure 18 : Schéma simplifié de l'impédance du réseau équivalent à évaluer²⁸.

24. Burdy, *ibid.*

25. *Applied Protective Relaying*, Westinghouse Electric Corporation, 1979.

26. Edward Wilson Kimbark, *Power System Stability, Volume II: Power Circuit Breakers and Protective Relays*, publié par John Wiley and Sons, 1950.

27. Kimbark, *ibid.*

28. Kimbark, *ibid.*

Tableau 15 : Données de l'exemple (groupe de production)	
Paramètres d'entrée	Valeurs d'entrée
Puissance nominale du groupe synchrone (MVA)	940 MVA
Réactance transitoire saturée (940 MVA de base)	$X'_d = 0,3845$ par unité
Tension nominale du groupe (phase-phase)	20 kV
Puissance nominale du transformateur élévateur	880 MVA
Réactance du transformateur élévateur (880 MVA de base)	$X_{GSU} = 16,05 \%$
Équivalent de réseau (100 MVA de base)	$Z_e = 0,00723 \angle 90^\circ$ par unité
Relais de protection sensibles à la charge du propriétaire d'installation de production	
40-1	Impédance en décalage positif
	Décalage = 0,294 par unité
	Diamètre = 0,294 par unité
40-2	Impédance en décalage négatif
	Décalage = 0,22 par unité
	Diamètre = 2,24 par unité
40-3	Impédance en décalage négatif
	Décalage = 0,22 par unité
	Diamètre = 1,00 par unité
21-1	Diamètre = 0,643 par unité
	Angle de couple maximal = 85°
50	I (excitation) = 5,0 par unité
Relais de protection sensibles à la charge du propriétaire d'installation de transport	
21-2	Diamètre = 0,55 par unité
	Angle de couple maximal = 85°

Calculs pour un angle de 120 degrés et pour $E_S/E_R = 1$. L'équation du calcul de Z_R est la suivante²⁹ :

$$\text{Éq. (106)} \quad Z_R = \left(\frac{(1 - m)(E_S \angle \delta) + (m)(E_R)}{E_S \angle \delta - E_R} \right) \times Z_{sys}$$

29. Kimbark, ibid.

où m est l'emplacement du relais en fonction de l'impédance totale (nombre inférieur à 1)

E_S et E_R représentent les tensions côté générateur et côté récepteur

Z_{sys} représente l'impédance totale du réseau

Z_R représente l'impédance complexe à l'emplacement du relais et tracée sur un diagramme R-X

Toutes les valeurs ci-dessus sont des constantes (pour une puissance de base de 940 MVA) ; seul l'angle δ varie. Le tableau 16 ci-dessous présente les calculs pour un groupe de production à partir des données du tableau 15.

Tableau 16 : Exemple de calculs (groupe de production)			
Les calculs suivants sont faits à partir d'une puissance de base de 940 MVA.			
Initialement :	$X'_d = j0,3845 \text{ p.u.}$	$X_{GSU} = j0,17144 \text{ p.u.}$	$Z_e = j0,06796 \text{ p.u.}$
Éq. (107)	$Z_{sys} = X'_d + X_{GSU} + Z_e$		
	$Z_{sys} = j0,3845 \text{ p.u.} + j0,17144 \text{ p.u.} + j0,06796 \text{ p.u.}$		
	$Z_{sys} = 0,6239 \angle 90^\circ \text{ p.u.}$		
Éq. (108)	$m = \frac{X'_d}{Z_{sys}} = \frac{0,3845}{0,6239} = 0,6163$		
Éq. (109)	$Z_R = \left(\frac{(1-m)(E_S \angle \delta) + (m)(E_R)}{E_S \angle \delta - E_R} \right) \times Z_{sys}$		
	$Z_R = \left(\frac{(1-0,6163) \times (1 \angle 120^\circ) + (0,6163)(1 \angle 0^\circ)}{1 \angle 120^\circ - 1 \angle 0^\circ} \right) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = \left(\frac{0,4244 + j0,3323}{-1,5 + j 0,866} \right) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = (0,3116 \angle -111,95^\circ) \times (0,6239 \angle 90^\circ) \text{ p.u.}$		
	$Z_R = 0,194 \angle -21,95^\circ \text{ p.u.}$		
	$Z_R = -0,18 - j0,073 \text{ p.u.}$		

Le tableau 17 présente les valeurs d'impédance de l'oscillation de puissance à différents angles et à des valeurs E_S/E_R de 1, de 1,43 et de 0,7. Les valeurs d'impédance sont tracées sur un diagramme R-X, le centre étant situé aux bornes du groupe de production utilisé pour l'évaluation des réglages de relais d'impédance.

Tableau 17 : Exemple de calculs pour un diagramme d'impédance d'oscillation à différentes tensions côtés générateur et récepteur						
Angle (δ) (degrés)	$E_S/E_R=1$		$E_S/E_R=1,43$		$E_S/E_R=0,7$	
	Z_R		Z_R		Z_R	
	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)	Valeur (p.u.)	Angle (degrés)
90	0,320	-13,1	0,296	6,3	0,344	-31,5
120	0,194	-21,9	0,173	-0,4	0,227	-40,1
150	0,111	-41,0	0,082	-10,3	0,154	-58,4
210	0,111	-25,9	0,082	190,3	0,154	238,4
240	0,194	201,9	0,173	180,4	0,225	220,1
270	0,320	193,1	0,296	173,7	0,344	211,5

Exigence E2 – Exemples concernant les groupes de production

Directive concernant les relais de distance

D'après le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2, la caractéristique du relais de distance 21-1 (appartenant au *propriétaire d'installation de production*) est située dans la région où il ne se produirait pas d'oscillation de puissance stable (voir la figure 19). La présente norme n'impose donc au propriétaire aucune autre obligation pour ce relais de protection sensible à la charge.

Le relais de distance 21-2 (appartenant au *propriétaire d'installation de transport*) est relié au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, et sa caractéristique d'impédance recoupe la région dans laquelle une oscillation de puissance stable pourrait se produire, entraînant le déclenchement du relais. Dans cet exemple, si la temporisation intentionnelle de ce relais est inférieure à 15 cycles, il est impossible de respecter le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026 ; le *propriétaire d'installation de transport* est donc tenu d'élaborer un plan d'actions correctives (selon l'exigence E3). Parmi les options possibles : modifier le réglage du relais (portée d'impédance, angle, temporisation, etc.), modifier le système de protection (par exemple en ajoutant un relais PSB), ou encore remplacer le système de protection. Il est à noter que le relais peut être exclu de la présente norme si sa temporisation intentionnelle est d'au moins 15 cycles.

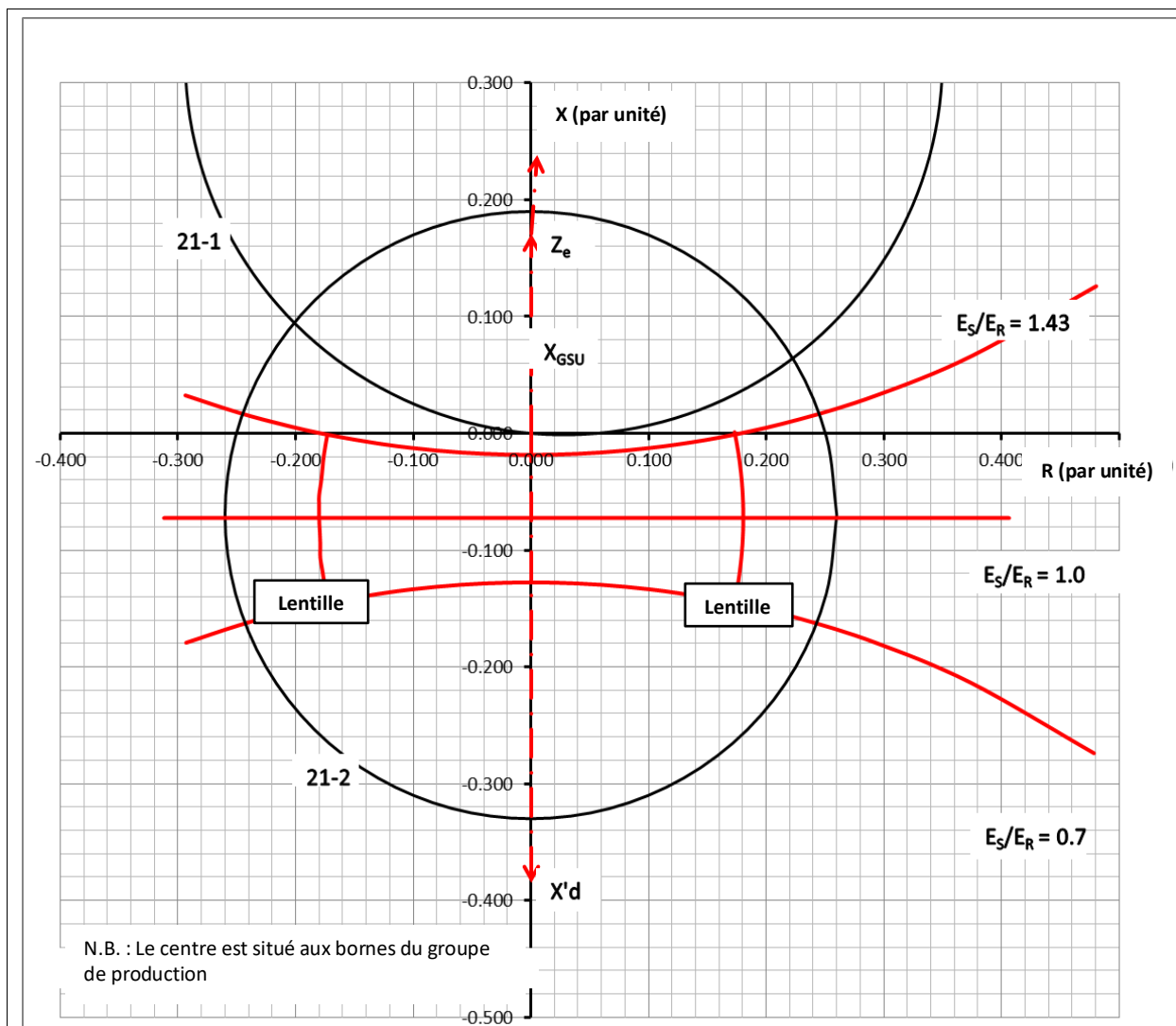


Figure 19 : Diagramme d'impédance d'oscillation de puissance pour les relais d'impédance dans une installation de production.

(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 0.400 » devrait se lire « 0,400 ».)

Directive concernant les relais de perte de champ

Dans le diagramme R-X de la figure 20, les caractéristiques des relais de perte de champ 40-1 et 40-2 sont situées dans la région où une oscillation de puissance stable peut entraîner le fonctionnement du relais. Le relais de protection 40-1 serait exclu s'il avait une temporisation intentionnelle d'au moins 15 cycles ; il en va de même pour le relais 40-2. Par exemple, si le relais 40-1 a une temporisation de 1 seconde et si le relais 40-2 a une temporisation de 0,25 seconde, ils seront tous deux exclus et le propriétaire d'installation de production sera exempté de toute obligation en vertu de la présente norme relativement à ces relais. Quant à la caractéristique du relais de perte de champ 40-3, elle est entièrement circonscrite par la région d'oscillation de puissance instable. Dans ce cas, le propriétaire peut sélectionner un déclenchement rapide pour l'élément d'impédance du relais 40-3.

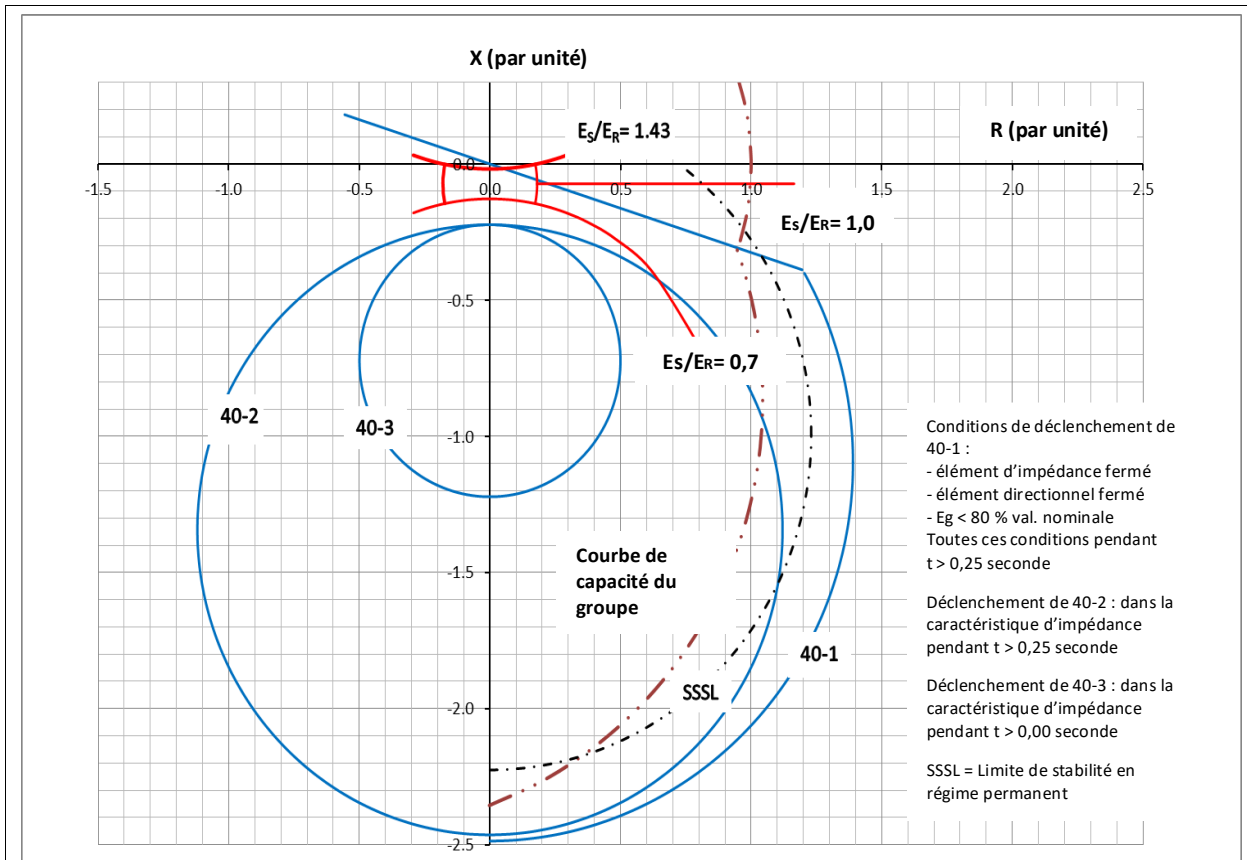


Figure 20 : Diagramme R-X type montrant des relais de perte de champ ainsi qu'une partie de la région d'oscillation de puissance instable définie par le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

(Note : les « . » des valeurs sur les axes sont remplacés par des « , ». Par exemple, « 1.5 » devrait se lire « 1,5 ».)

Relais instantanés à maximum de courant

Comme dans l'exemple de calcul de surintensité de ligne de transport du tableau 14, le réglage minimal des relais instantanés à maximum de courant est établi par le critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-2. L'équation qui s'applique est la suivante :

$$\text{Éq. (110)} \quad I_{sys} = \frac{E_S - E_R}{Z_{sys}}$$

Comme l'indique le tableau 15 des réglages de relais, le relais est installé sur le côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production et sa valeur d'excitation est de 5,0 par unité. Le courant maximal admissible se calcule comme suit :

$$I_{sys} = \frac{(1,05 \angle 120^\circ - 1,05 \angle 0^\circ)}{0,6239 \angle 90^\circ} p. u.$$

$$I_{sys} = \frac{1,819 \angle 150^\circ}{0,6239 \angle 90^\circ} p. u.$$

$$I_{sys} = 2,91 \angle 60^\circ p. u.$$

Le réglage de phase instantané de 5,0 par unité est supérieur à la valeur calculée de 2,91 par unité pour le courant de réseau ; il répond donc au critère B de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

Déclenchement sur perte de synchronisme pour les installations de production

La protection des groupes de production contre la perte de synchronisme prend généralement la forme de trois systèmes différents. Le premier système consiste à relier un relais de distance au côté haute tension du transformateur élévateur de groupe de production, son élément directionnel étant orienté vers le groupe. Comme ce réglage de relais peut être identique à celui utilisé pour la protection de réserve du groupe de production (voir la rubrique Directive concernant les relais de distance, sous Exigence E2 – Exemples concernant les groupes de production), il risque d'entraîner un déclenchement en réponse à une oscillation de puissance stable, et devrait donc être modifié. Or, toute modification de la caractéristique mho circulaire affaiblirait l'ensemble de la protection contre la perte de synchronisme du groupe de production, et c'est pourquoi la documentation technique disponible déconseille de recourir à ce système spécifiquement pour la protection contre la perte de synchronisme du groupe de production. Les deuxième et troisième systèmes de protection contre la perte de synchronisme sont communément appelés « à œillères » (*blindings*) simples ou doubles. Ils sont installés ou activés pour la protection contre la perte de synchronisme et comportent des œillères, un élément mho et des temporisateurs. La combinaison de ces fonctions de relais de protection permet d'intervenir en cas de perte de synchronisme en même temps que de distinguer les oscillations de puissance stables des oscillations instables. Les systèmes à œillères simples utilisent une logique qui distingue les oscillations de puissance stables des oscillations instables en produisant une commande de déclenchement après le premier cycle de glissement. Les systèmes à œillères doubles sont plus complexes et, selon le réglage des œillères intérieures, un déclenchement pendant une oscillation de puissance stable peut survenir. Bien que la logique de commande assure la distinction entre oscillations de puissance stables et instables dans l'un ou l'autre système, il est important que les œillères qui amorcent le déclenchement soient réglées à un angle supérieur à la limite de stabilité de 120 degrés afin d'exclure la possibilité d'un déclenchement pendant une oscillation de puissance stable. Le système à œillères doubles est décrit ci-après.

Système à œillères doubles

Le système à œillères doubles mesure le taux de variation de l'impédance de composante directe afin de détecter une perte de synchronisme. Une valeur de temps préétablie est comparée au temps qui s'écoule pendant que le lieu d'impédance se déplace entre deux caractéristiques d'impédance. Dans ce cas, les deux caractéristiques d'impédance sont représentées par des paires d'œillères dont chacune est réglée à une portée résistive particulière dans le plan R-X. Généralement, les deux œillères de la moitié gauche du plan sont symétriques à celles de la moitié droite. Le système comprend habituellement une caractéristique mho qui sert d'élément d'amorçage, mais non de déclenchement.

Le système détecte les franchissements d'œillère et mesure le temps écoulé, selon la représentation dans le plan R-X de la figure 21. L'impédance du réseau est composée de l'impédance transitoire du groupe de production (X_d'), de l'impédance du transformateur élévateur de groupe de production (X_T) et de l'impédance du réseau de transport (X_{sys}).

La logique du système s'enclenche lorsque le lieu de l'oscillation franchit l'œillère extérieure R1 du côté droit (voir la figure 21), à l'angle de séparation α . Le système entre en action seulement lorsqu'une oscillation franchit l'œillère intérieure ; c'est alors que la logique confirme la perte de synchronisme à

l'angle de séparation β . Le déclenchement est commandé lorsque le lieu d'impédance quitte la caractéristique du système à l'angle de séparation δ .

L'oscillation de puissance peut sortir des œillères intérieures et extérieures dans un sens ou dans l'autre, et le déclenchement sera commandé. Par conséquent, l'œillère intérieure doit être réglée de manière que l'angle de séparation β soit assez grand pour que le rétablissement du réseau soit exclu, soit 120 degrés ou plus. Un angle supérieur à 120 degrés répond au critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 (alinéa 1, première puce), puisque la fonction de déclenchement est définie par l'œillère. Des études de stabilité en régime transitoire peuvent indiquer qu'un angle de limite de stabilité plus petit est acceptable selon le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 (alinéa 1, deuxième puce). À cet égard, le système à œillères doubles est semblable aux systèmes à lentille double ou triple ainsi qu'à de nombreux systèmes de protection contre la perte de synchronisme de réseau de transport.

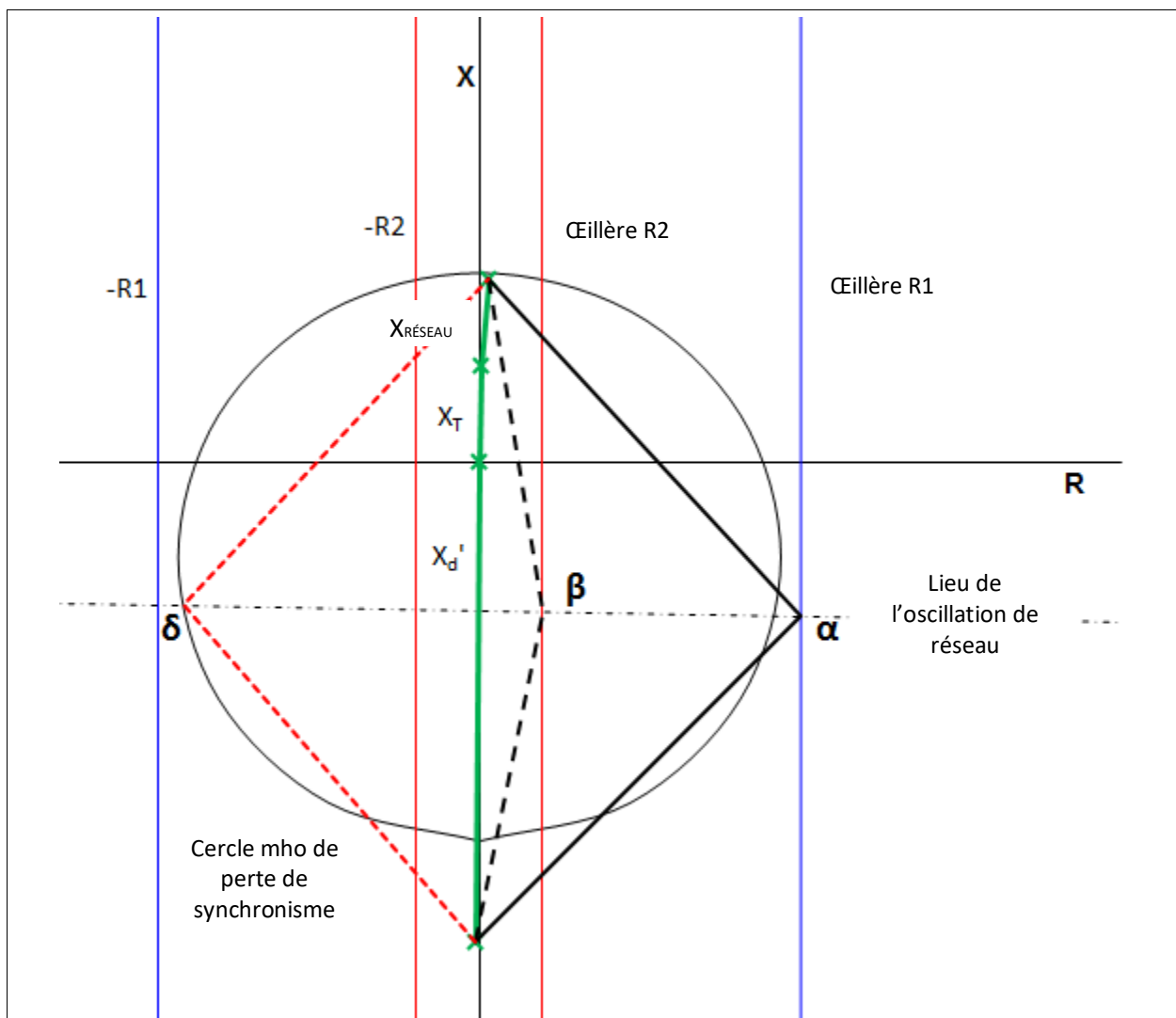


Figure 21 : Caractéristiques génériques d'un système à œillères doubles de protection contre la perte de synchronisme.

La figure 22 représente un système à œillères doubles pour le groupe de production de 940 MVA déjà présenté en exemple. La seule exigence de réglage pour ce système est l'œillère intérieure droite, qui doit être réglée au-delà de l'angle de séparation de 120 degrés (ou à un angle moindre si une étude de stabilité en régime transitoire le justifie) afin que la protection contre la perte de synchronisme ne se déclenche pas pendant une oscillation de puissance stable dans des conditions autres que de défaut. Les autres réglages comme la caractéristique mho, les œillères extérieures et les temporisations sont établis d'après des études de stabilité en régime transitoire et ne sont pas visés par la présente norme.

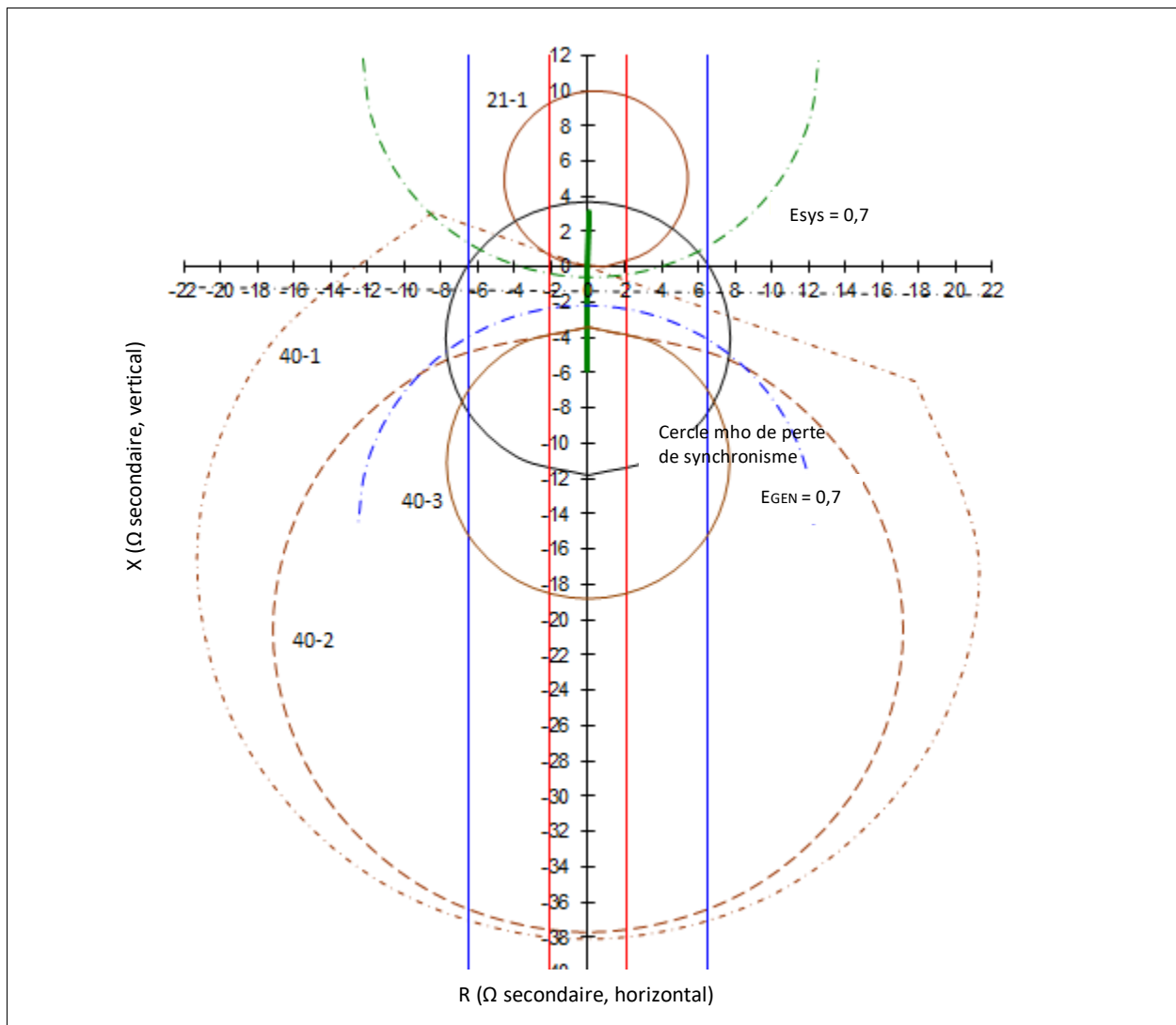


Figure 22 : Système de protection contre la perte de synchronisme à œillères doubles avec données d'impédance du groupe et caractéristiques d'impédance des relais de protection sensibles à la charge reprises de l'exemple du groupe de production de 940 MVA, avec mise à l'échelle selon les valeurs en ohms au secondaire appliquées au relais.

Exigence E3

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme (faire en sorte que les relais ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*), cette exigence oblige l'entité visée à élaborer un *plan d'actions correctives* ayant pour but de réduire le risque de déclenchement de relais en réponse à une oscillation de puissance stable pendant des conditions autres que de *défaut* pouvant toucher un *élément* du *BES* visé par la présente norme.

Exigence E4

Afin de réaliser l'objectif déclaré de la présente norme (faire en sorte que les relais ne soient pas susceptibles de se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables dans des conditions autres que de *défaut*), l'entité visée est tenue de mettre en œuvre chaque *plan d'actions correctives* élaboré conformément à l'exigence E3 de telle sorte que le *système de protection* réponde aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 ou qu'il puisse être exclu selon les critères de l'annexe A de la norme PRC-026-2 (par exemple en modifiant le *système de protection* de sorte que les fonctions du relais soient supervisées par blocage sur oscillation de puissance ou en utilisant un système de relais insensible aux oscillations de puissance), tout en maintenant la sûreté de la détection des défauts et du déclenchement sur perte de synchronisme (si une protection contre la perte de synchronisme est appliquée aux bornes de l'*élément* du *BES*). Les propriétaires de *système de protection* sont tenus, dans la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, de mettre à jour celui-ci en cas de changement dans les actions ou le calendrier, jusqu'à ce que toutes les actions aient été exécutées. L'atteinte de cet objectif réduira le risque de déclenchement du *système de protection* pendant une oscillation de puissance stable, ce qui se traduira par une fiabilité accrue et une réduction des risques pour le *BES*.

On trouvera ci-après des exemples de mise en œuvre de *plans d'actions correctives* pour un relais non conforme à l'annexe B de la norme PRC-026-2 et susceptible de se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable dans des conditions autres que de *défaut*. Un changement au *système de protection* a été jugé acceptable (sans diminuer la capacité d'intervention du relais en cas de défaut dans sa zone de protection).

Exemple E4a – Actions correctives : de nouveaux réglages ont été établis le 2 juin 2015, consistant à réduire de 30 ohms à 25 ohms la portée de zone 2 du relais d'impédance du système de déblocage par comparaison directionnelle (DCUB), afin que la caractéristique du relais soit entièrement circonscrite par la caractéristique lenticulaire définie par le critère. Ces réglages ont été appliqués au relais le 25 juin 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 juin 2015.

Exemple E4b – Actions correctives : de nouveaux réglages ont été établis le 2 juin 2015, consistant à ajouter un blocage sur perte de synchronisme au relais à microprocesseur existant afin d'empêcher son déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. Ces réglages ont été appliqués au relais le 25 juin 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 juin 2015.

L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* pour un relais trop sensible aux oscillations de puissance stables, prévoyant l'ajout d'un relais électromécanique de blocage sur oscillation de puissance.

Exemple E4c – Actions correctives : un projet consistant à ajouter un relais électromécanique de blocage sur oscillation de puissance afin de superviser le relais d'impédance de zone 2 a été

entrepris le 5 juin 2015 afin de prévenir son déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. L'installation du relais a été terminée le 25 septembre 2015. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 25 septembre 2015.

L'exemple suivant illustre la mise en œuvre d'un *plan d'actions correctives* prévoyant le remplacement de relais, et dont le calendrier a nécessité une mise à jour.

Exemple E4d – Actions correctives : un projet consistant à remplacer les relais d'impédance aux deux extrémités de la ligne X par des relais différentiels de courant de ligne a été entrepris le 5 juin 2015 afin de prévenir le déclenchement en réponse à des oscillations de puissance stables. L'achèvement du projet a été reporté du 15 novembre 2015 au 15 mars 2016 en raison d'un réordonnement des retraits de ligne. Par suite du changement de calendrier, le remplacement des relais d'impédance a été effectué le 18 mars 2016. Le *plan d'actions correctives* a été achevé le 18 mars 2016.

Le *plan d'actions correctives* est achevé lorsque toutes les actions documentées en vue de régler le problème (par exemple le déclenchement intempestif pendant une oscillation de puissance stable) ont été effectuées.

Justification de l'inclusion des oscillations de puissance instables dans les exigences

Les *systèmes de protection* visés par la présente norme et qui doivent avoir un fonctionnement sécuritaire pendant les oscillations de puissance stables (selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2) sont désignés d'après les *éléments* vulnérables aux oscillations stables ainsi qu'aux oscillations instables. Cette section présente un exemple afin d'expliquer pourquoi les *éléments* susceptibles d'être mis hors circuit en réponse à des oscillations de puissance instables (en plus des oscillations stables) doivent être désignés, et pourquoi leurs relais de protection sensibles à la charge doivent être évalués selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2.

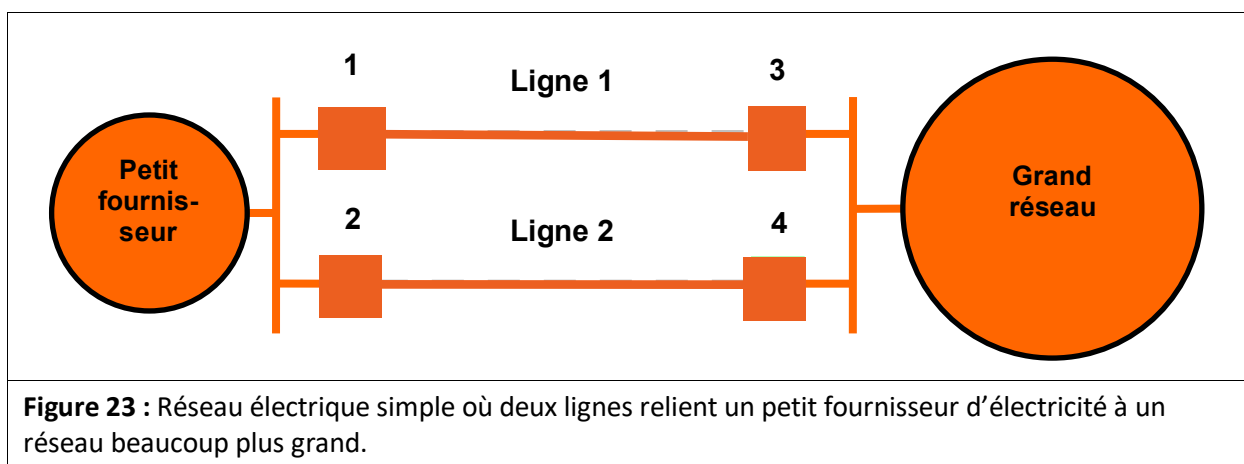
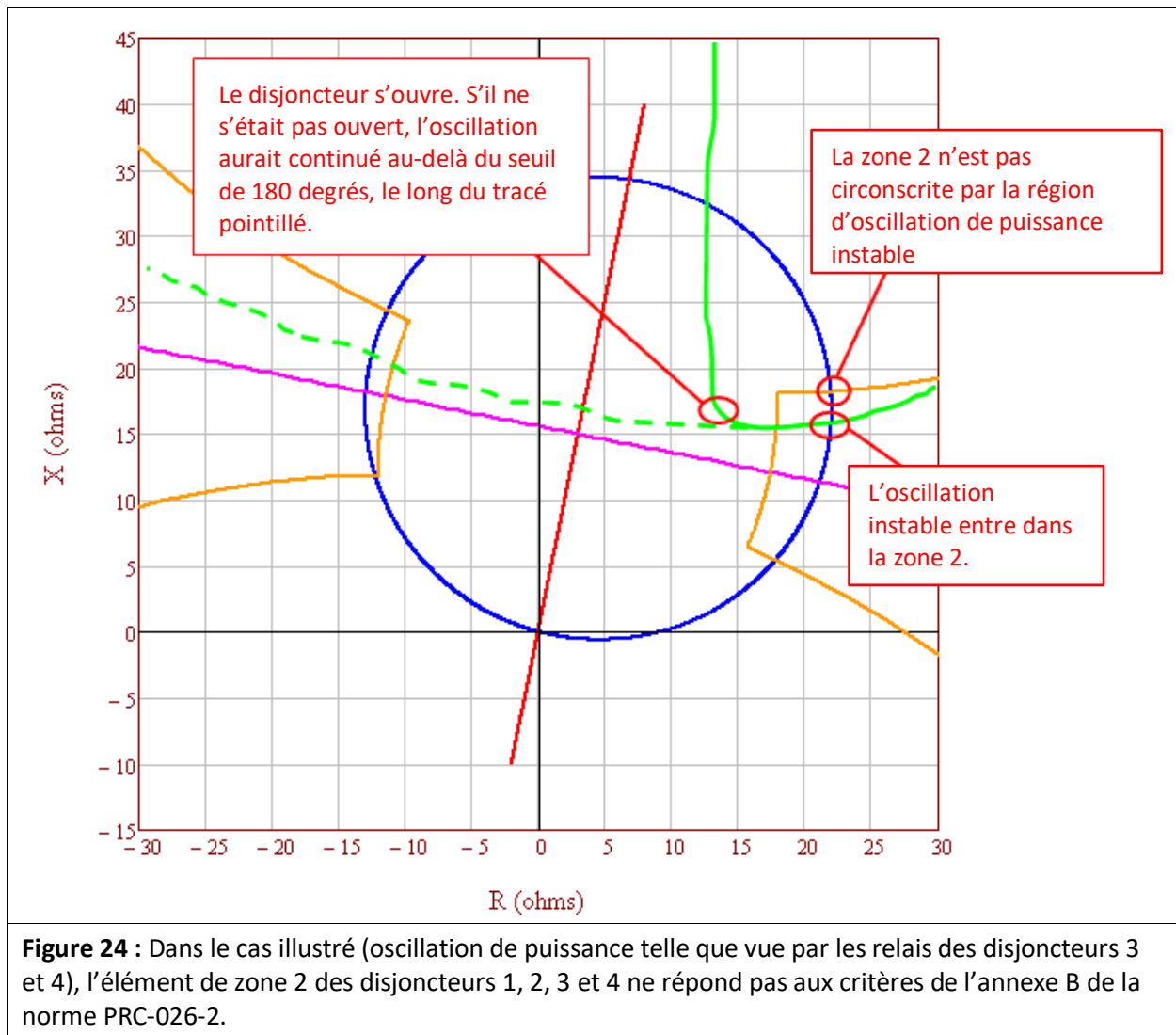


Figure 23 : Réseau électrique simple où deux lignes relient un petit fournisseur d'électricité à un réseau beaucoup plus grand.

À la figure 23, les relais qui commandent les disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 sont équipés d'un système pilote type de zone 2 à portée étendue, avec blocage par comparaison directionnelle (DCB). Les défauts internes (ou les oscillations de puissance) entraînent le déclenchement instantané des relais de zone 2 si l'impédance mesurée du défaut ou de l'oscillation de puissance tombe à l'intérieur de la caractéristique de déclenchement de zone 2. Ces lignes seront ouvertes par la protection pilote de zone 2 en cas de

perte de synchronisme si la caractéristique d'impédance de l'oscillation de puissance entre dans la zone 2. Tous les disjoncteurs sont à déclenchement sur perte de synchronisme.



À la figure 24, une perturbation importante se produit dans le réseau du petit producteur, qui se désynchronise par rapport au grand réseau. Le petit fournisseur importe de la puissance au moment de la perturbation. L'oscillation de puissance (ligne verte continue) entre dans la caractéristique des relais de zone 2 aux extrémités des lignes 1, 2, 3 et 4, ce qui entraîne l'ouverture des deux lignes (voir la figure 25).

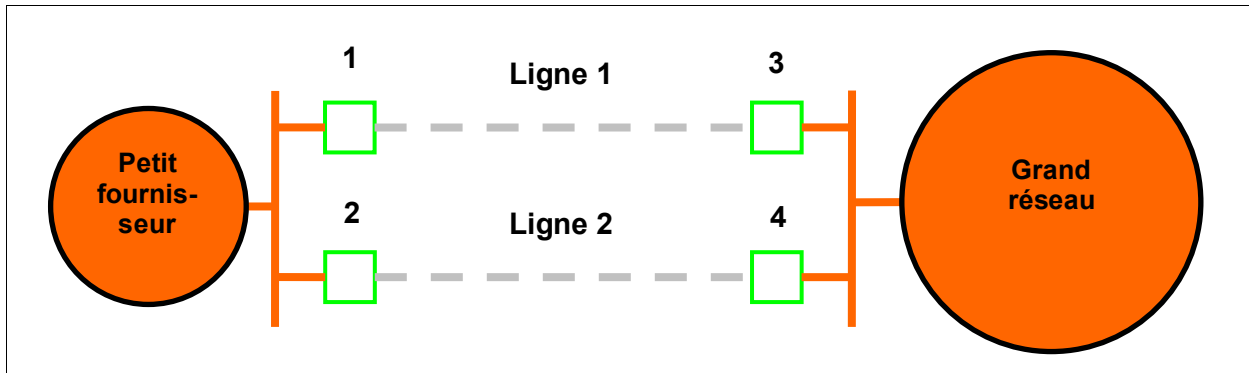


Figure 25 : Îlotage du réseau du petit fournisseur d'électricité à cause de l'ouverture des lignes 1 et 2 en réponse à une oscillation de puissance instable.

À la figure 25, les relais des disjoncteurs 1, 2, 3 et 4 se sont déclenchés correctement en réponse à l'oscillation de puissance instable (ligne verte discontinue à la figure 24), ouvrant les lignes 1 et 2 et créant un îlotage entre le réseau du petit fournisseur et le grand réseau. Le petit fournisseur a dû se délester d'une charge de 500 MW en raison de la sous-fréquence, préservant ainsi l'équilibre entre la charge et la production.

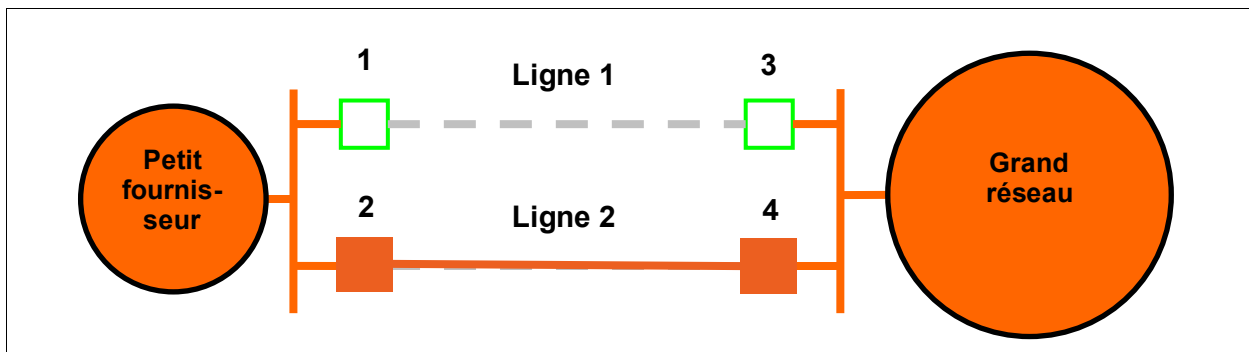


Figure 26 : La ligne 1 est hors service pour entretien ; la ligne 2 est sollicitée au-delà de ses caractéristiques assignées en situation normale (mais en deçà de ses caractéristiques assignées en situation d'urgence).

Un certain temps après l'ouverture correcte des lignes 1 et 2 en réponse à une oscillation de puissance instable (voir la figure 25), une autre perturbation survient pendant que le réseau fonctionne avec la ligne 1 hors service pour entretien. La perturbation entraîne une oscillation de puissance stable sur la ligne 2, susceptible de déclencher les relais des disjoncteurs 2 et 4 (voir la figure 27).

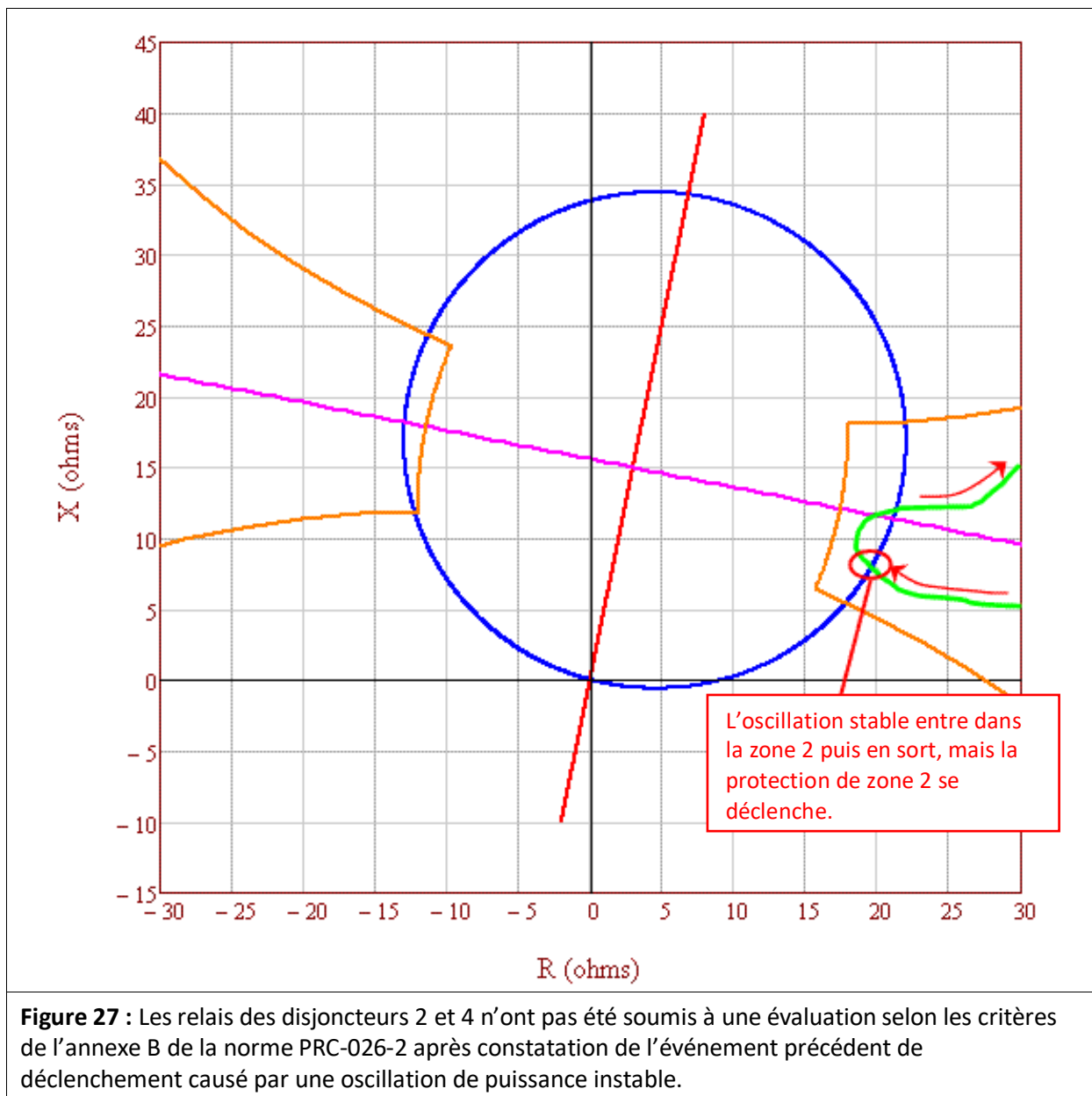


Figure 27 : Les relais des disjoncteurs 2 et 4 n'ont pas été soumis à une évaluation selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 après constatation de l'événement précédent de déclenchement causé par une oscillation de puissance instable.

Si les relais des disjoncteurs 2 et 4 n'ont pas été soumis à une évaluation après constatation du déclenchement précédent pendant une oscillation de puissance instable, ces relais se déclencheront en réponse à l'oscillation de puissance stable, ce qui entraînera une séparation intempestive des réseaux, des délestages de charge, voire des déclenchements en cascade ou une panne générale.

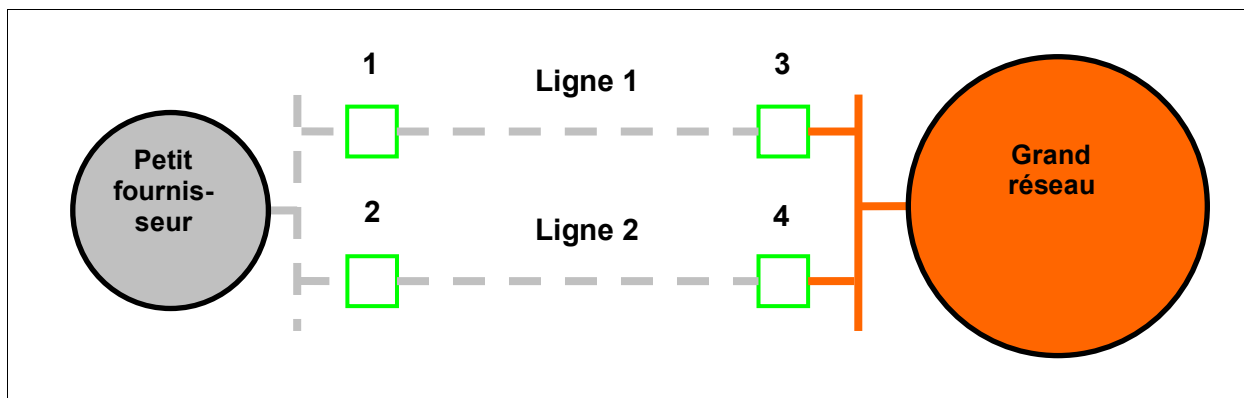


Figure 28 : Panne générale possible chez le petit fournisseur.

Si les relais qui s'étaient déclenchés précédemment en réponse à l'oscillation de puissance instable de la figure 24 avaient par la suite été corrigés selon les critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2, le déclenchement intempestif (représenté à la figure 28) de ces relais en réponse à l'oscillation de puissance stable aurait été évité, et la panne générale éventuelle touchant le petit réseau aurait été évitée.

Justification des exigences

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Le *coordonnateur de la planification* a une bonne vue d'ensemble sur le réseau et est bien placé pour déterminer quels *éléments* du BES (groupes de production, transformateurs et lignes de transport), le cas échéant, répondent aux critères. La méthode axée sur les critères concorde avec le document technique du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, publié en août 2013 (le « Rapport PSRPS »)³⁰, qui recommande une démarche sélective pour déterminer les *éléments* du BES à risque. Des explications détaillées sur les critères sont données à la section Éclaircissements et commentaires techniques.

Justification de l'exigence E2

Le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* sont en mesure de déterminer si leurs relais de protection sensibles à la charge répondent aux critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2. Les groupes de production, les transformateurs et les lignes de transport sont désignés comme *éléments* du BES par le *coordonnateur de la planification* selon l'exigence E1, et aussi par le *propriétaire d'installation de production* et le *propriétaire d'installation de transport* par suite d'un événement réel qui amène le propriétaire à constater (par une analyse d'événement ou un examen des

30. Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC, *Protection System Response to Power Swings*, août 2013 :
http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Power%20Swing%20Report_Final_20131015.pdf

systèmes de protection) qu'un déclenchement a eu pour cause une oscillation de puissance stable ou instable. Une période de 12 mois civils offre un délai suffisant pour que l'entité procède à l'évaluation.

Justification de l'exigence E3

Afin de réaliser l'objectif de fiabilité de la présente norme, un *plan d'actions correctives* est nécessaire pour amener le *système de protection* de l'entité à respecter le premier des critères de l'annexe B de la norme PRC-026-2 (première puce de l'exigence E3), à savoir que les relais de protection sont censés ne pas se déclencher en réponse à des oscillations de puissance stables. Un *plan d'actions correctives* peut aussi être élaboré afin de modifier le *système de protection* pour qu'il réponde au deuxième des critères d'exclusion de l'annexe A de la norme PRC-026-2 (deuxième puce de l'exigence E3) ; cette exclusion exemptera désormais le *système de protection* de la présente norme au regard d'événements futurs. Le passage « tout en assurant une détection sûre des défauts et un déclenchement sûr en cas de perte de synchronisme » de l'exigence E3 indique que l'entité doit satisfaire à la présente norme tout en atteignant ses propres objectifs de protection. Pour de plus amples détails, consulter l'introduction de la section Éclaircissements et commentaires techniques.

Justification de l'exigence E4

La mise en œuvre du *plan d'actions correctives* doit assurer l'exécution de toutes les actions prévues afin de réaliser l'objectif de fiabilité. Pendant la mise en œuvre du *plan d'actions correctives*, des mises à jour peuvent être nécessaires pour diverses raisons, par exemple une information nouvelle, des conflits de calendrier ou des problèmes de ressources. Le fait de documenter les changements apportés au *plan d'actions correctives* ainsi que la bonne exécution des actions permet de constater de façon mesurable l'avancement des travaux et de confirmer leur bonne fin.

Justification de l'annexe B (critère A)

Le critère A de l'annexe B de la norme PRC-026-2 constitue un point de départ pour déterminer si les relais sont censés ne pas se déclencher en réponse à une oscillation de puissance stable ayant un angle de séparation du réseau allant jusqu'à 120 degrés, avec des tensions côté générateur et côté récepteur variant entre 0,7 et 1,0 par unité (voir la section Éclaircissements et commentaires techniques).

A. Introduction

1. **Titre :** Opérations de transport
2. **Numéro :** TOP-001-6
3. **Objet :** Prévenir les instabilités, séparations non commandées ou *déclenchements en cascade* ayant un effet négatif sur la fiabilité de l'*Interconnexion*, en faisant en sorte que des mesures soient prises rapidement pour empêcher ou atténuer de tels événements.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.1.2. *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.1.3. *Exploitant d'installation de production*
 - 4.1.4. *Distributeur*
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit veiller à maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, documents ou inscriptions datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents.
- E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit veiller à maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, documents ou inscriptions datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents.

- E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant d'installation de production et distributeur* doit exécuter chacune des *instructions d'exploitation* données par son ou ses *exploitants de réseau de transport*, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou si elles enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M3.** Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant d'installation de production et distributeur* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier) attestant qu'il a exécuté chacune des *instructions d'exploitation* données par son ou ses *exploitants de réseau de transport*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou si elles enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel ; dans de tels cas, le *responsable de l'équilibrage, l'exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* doit détenir et présenter des copies des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel pour justifier la non-exécution des *instructions d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport*. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage, l'exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.
- E4.** Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant d'installation de production et distributeur* doit informer son *exploitant de réseau de transport* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M4.** Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant d'installation de production et distributeur* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *exploitant de réseau de transport* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage, l'exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.
- E5.** Chaque *exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et distributeur* doit exécuter les *instructions d'exploitation* données par son *responsable de l'équilibrage*, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou si elles enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

- M5.** Chaque *exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et distributeur* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier) attestant qu'il a exécuté chacune des *instructions d'exploitation* données par son *responsable de l'équilibrage*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou si elles enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel ; dans de tels cas, *l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production ou le distributeur* doit détenir et présenter des copies des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel pour justifier la non-exécution des *instructions d'exploitation* du *responsable de l'équilibrage*. Si une telle situation ne s'est pas produite, *l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production ou le distributeur* peut fournir une attestation.
- E6.** Chaque *exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et distributeur* doit informer son *responsable de l'équilibrage* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M6.** Chaque *exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et distributeur* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *responsable de l'équilibrage* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si une telle situation ne s'est pas produite, *l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production ou le distributeur* peut fournir une attestation.
- E7.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit venir en aide, s'il en est capable, à tout autre *exploitant de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité* qui le lui demande, pourvu que ce dernier ait exécuté ses procédures d'*urgence* correspondantes, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M7.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a fourni une aide correspondante, s'il en était capable, à tout autre *exploitant de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si aucune demande d'aide n'a été reçue, *l'exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.

- E8.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité*, les *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés et les autres *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés sur ses opérations en cours ou prévues qui entraînent ou pourraient entraîner une *urgence*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M8.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *coordonnateur de la fiabilité*, les *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés et les autres *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés sur ses opérations en cours ou prévues qui entraînent ou pourraient entraîner une *urgence*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.
- E9.** Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit aviser son *coordonnateur de la fiabilité* et les entités interconnectées qu'il sait être touchées de tous les retraits planifiés, ainsi que des indisponibilités fortuites de 30 minutes ou plus, concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M9.** Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *coordonnateur de la fiabilité* et les entités interconnectées qu'il sait être touchées de tous les retraits planifiés, ainsi que des indisponibilités fortuites de 30 minutes ou plus, concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.
- E10.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit procéder aux activités suivantes afin de déterminer les dépassements de *limite d'exploitation du réseau (SOL)* dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- 10.1.** surveiller les *installations* dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ;
 - 10.2.** surveiller l'état des *automatismes de réseau* à l'intérieur de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* ;
 - 10.3.** surveiller les *installations* hors *BES* situées à l'intérieur de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et désignées par lui comme nécessaires ;
 - 10.4.** obtenir et utiliser les données d'état, de tension et de transit relatives aux *installations* situées hors de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et désignées par lui comme nécessaires ;

- 10.5.** obtenir et utiliser les données d'état des *automatismes de réseau* situés hors de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et désignés par lui comme nécessaires ; et
- 10.6.** obtenir et utiliser les données d'état, de tension et de transit relatives aux installations hors *BES* situées hors de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* et désignées par lui comme nécessaires.
- M10.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a surveillé ou obtenu et utilisé les données nécessaires pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents descriptifs de système de gestion d'énergie, imprimés d'ordinateur, données SCADA (télésurveillance et acquisition de données) ou autres pièces équivalentes.
- E11.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit surveiller sa *zone d'équilibrage*, y compris l'état des *automatismes de réseau* qui ont un effet sur la production ou la *charge*, afin de maintenir l'équilibre entre la production, la *charge* et les échanges dans sa *zone d'équilibrage* et de soutenir la fréquence de l'*Interconnexion*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M11.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il surveille sa *zone d'équilibrage*, y compris l'état des *automatismes de réseau* qui ont un effet sur la production ou la *charge*, afin de maintenir l'équilibre entre la production, la *charge* et les échanges dans sa *zone d'équilibrage* et de soutenir la fréquence de l'*Interconnexion*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents descriptifs de système de gestion d'énergie, imprimés d'ordinateur, données SCADA ou autres pièces équivalentes.
- E12.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit éviter tout dépassement d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* connue pendant une durée continue supérieure à sa valeur *IROL T_v*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M12.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant que chaque fois qu'il a dépassé une limite *IROL* connue, la durée continue de ce dépassement n'a pas été supérieure à sa valeur *IROL T_v*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés ou relevés en format électronique ou papier indiquant la date, l'heure, la durée et les détails du dépassement. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation à cet effet.
- E13.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit veiller à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M13.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés indiquant l'heure des évaluations, listes de contrôle datées ou autres pièces équivalentes.

- E14.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit mettre à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer tout dépassement de limite *SOL* constaté dans le cadre de sa surveillance en *temps réel* ou de ses *évaluations en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M14.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer tout dépassement de limite *SOL* constaté dans le cadre de sa surveillance en *temps réel* ou de ses *évaluations en temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés indiquant l'heure de début de l'exécution du *plan d'exploitation*, listes de contrôle datées ou autres pièces équivalentes. Autres exemples non limitatifs de pièces justificatives : méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité*, journaux ou registres d'exploitation montrant l'atténuation de dépassements de limite *SOL* en combinaison avec des *plans d'exploitation* (par exemple, des protocoles d'exploitation convenus entre les *TOP* et leur *coordonnateur de la fiabilité*, *procédures d'exploitation*, *processus d'exploitation*, politiques d'exploitation, journaux des réaffectations de groupes de production, réglages de commande d'équipements à commutation automatique ou de régulateurs de puissance réactive ou de tension, programmes de commutation, etc.).
- E15.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité*, après qu'une limite *SOL* a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite, selon la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M15.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *coordonnateur de la fiabilité*, après qu'une limite *SOL* a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le *réseau* respecte de nouveau cette limite, selon la méthode d'établissement des limites *SOL* de son *coordonnateur de la fiabilité*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, communications électroniques, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou imprimés d'ordinateur datés. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.
- E16.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conférer à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M16.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : procédure documentée ou autres pièces équivalentes.

- E17.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conférer à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M17.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : procédure documentée ou autres pièces équivalentes.
- E18.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit respecter le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites SOL.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M18.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a respecté le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites SOL. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes.
- E19.** Abrogée.
- M19.** Abrogée.
- E20.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir des moyens d'échange de données, notamment une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal de l'*exploitant de réseau de transport*, pour l'échange de données en *temps réel* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *responsable de l'équilibrage* et les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M20.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives pouvant comprendre entre autres des spécifications de système, des schémas de système ou toute autre documentation qui énumère ses moyens d'échange de données, notamment une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal de l'*exploitant de réseau de transport*, pour l'échange de données en *temps réel* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *responsable de l'équilibrage* et les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour ses tâches de surveillance en *temps réel* et d'*évaluation en temps réel* conformément à l'exigence.

- E21.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit mettre à l'essai, au moins une fois tous les 90 jours civils, les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités. En cas d'échec à l'essai, l'*exploitant de réseau de transport* doit entreprendre, dans un délai de 2 heures, de rétablir la redondance des fonctionnalités.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M21.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, ou qu'un événement est survenu au cours duquel cette redondance a été confirmée ; et qu'en cas d'échec à l'essai, il a entrepris dans un délai de 2 heures de rétablir la redondance des fonctionnalités conformément à l'exigence E21. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou communications électroniques.
- E22.** Abrogée.
- M22.** Abrogée.
- E23.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir des moyens d'échange de données, notamment une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *responsable de l'équilibrage*, pour l'échange de données en *temps réel* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *exploitant de réseau de transport* et les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour ses activités de surveillance et d'analyse en *temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M23.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives pouvant comprendre entre autres des spécifications de système, des schémas de système ou toute autre documentation qui énumère ses moyens d'échange de données, notamment une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du *centre de contrôle* principal du *responsable de l'équilibrage*, pour l'échange de données en *temps réel* avec son *coordonnateur de la fiabilité*, son *exploitant de réseau de transport* et les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour ses activités de surveillance et d'analyse en *temps réel*, conformément à l'exigence.
- E24.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit mettre à l'essai, au moins une fois tous les 90 jours civils, les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités. En cas d'échec à l'essai, le *responsable de l'équilibrage* doit entreprendre, dans un délai de 2 heures, de rétablir la redondance des fonctionnalités.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]

- M24.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son *centre de contrôle* principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, ou qu'un événement est survenu au cours duquel cette redondance a été confirmée ; et qu'en cas d'échec à l'essai, il a entrepris dans un délai de 2 heures de rétablir la redondance des fonctionnalités conformément à l'exigence E24. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : fiches d'essai horodatées, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou communications électroniques.
- E25.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit utiliser la méthode d'établissement des limites SOL du *coordonnateur de la fiabilité* pertinente pour déterminer les dépassements de limite SOL dans les *évaluations en temps réel*, la *surveillance en temps réel* et les *analyses de planification opérationnelle*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour, exploitation en temps réel et planification de l'exploitation]
- M25.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a utilisé la méthode d'établissement des limites SOL du *coordonnateur de la fiabilité* pertinente pour déterminer les dépassements de limite SOL dans les *évaluations en temps réel*, la *surveillance en temps réel* et l'*analyse de planification opérationnelle*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives acceptables : méthode d'établissement des limites SOL du *coordonnateur de la fiabilité*, *plans d'exploitation*, ensembles de contingences, seuils d'alarme ou d'étude, journaux d'exploitation, enregistrements vocaux ou autres pièces équivalentes.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

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

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

- Chaque *responsable de l'équilibrage*, *exploitant de réseau de transport*, *exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit conserver des données ou des pièces justificatives pour chacune des exigences E1 à E11 (ainsi que des mesures M1 à M11) pertinentes, pour l'année civile en cours et pour l'année civile précédente (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent

être conservés pendant au moins 90 jours civils), à moins que son *CEA* lui ordonne de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.

- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver pendant 3 années civiles des pièces justificatives concernant toute situation où il a dépassé une limite *IROL* connue pendant une durée supérieure au délai *IROL T_v* correspondant (exigence E12 et mesure M12).
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver des données ou des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E13 et à la mesure M13 pendant une période mobile de 30 jours civils, à moins que son *CEA* lui demande de conserver certaines pièces plus longtemps dans le cadre d'une enquête.
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver pendant une période mobile de 12 mois des pièces justificatives attestant qu'il a mis à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer un dépassement de limite *SOL* conformément à l'exigence E14 et à la mesure M14.
- Chaque *exploitant de réseau de transport* et *responsable de l'équilibrage* doit conserver des données ou des pièces justificatives pour chacune des exigences E15 à E18 (ainsi que des mesures M15 à M18) pertinentes, pour l'année civile en cours et pour l'année civile précédente (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils).
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver des données ou des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E20 et à la mesure M20 pour l'année civile en cours et pour une année civile précédente.
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E21 et à la mesure M21 pour les 12 derniers mois civils (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils).
- Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver des données ou des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E23 et à la mesure M23 pour l'année civile en cours et pour une année civile précédente.
- Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver des pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E24 et à la mesure M24 pour les 12 derniers mois civils (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils).
- Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver pendant une période mobile de 12 mois des pièces justificatives attestant qu'il a utilisé la méthode d'établissement des limites *SOL* du *coordonnateur de la fiabilité* pertinent pour déterminer les dépassements de limite *SOL* dans les *évaluations en temps réel*, la surveillance en *temps réel* et l'*analyse de planification opérationnelle* conformément à l'exigence E25 et à la mesure M25.

1.3. Programme de surveillance de la conformité et d'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance et de mise en application des normes » désigne la liste des processus qui

serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la *norme de fiabilité*.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1.	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas veillé à maintenir la fiabilité de sa zone d'exploitant de réseau de transport en agissant directement ou en donnant des <i>instructions d'exploitation</i> .
E2.	S. O.	S. O.	S. O.	Le responsable de l'équilibrage n'a pas veillé à maintenir la fiabilité de sa zone d'équilibrage en agissant directement ou en donnant des <i>instructions d'exploitation</i> .
E3.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas exécuté une <i>instruction d'exploitation</i> donnée par un <i>exploitant de réseau de transport</i> , alors que les interventions demandées étaient physiquement exécutables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ni d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.
E4.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas informé son <i>exploitant de réseau de transport</i> de son incapacité d'exécuter une <i>instruction d'exploitation</i> donnée par celui-ci.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas exécuté une <i>instruction d'exploitation</i> donnée par le <i>responsable de l'équilibrage</i> , alors que les interventions demandées étaient physiquement exécutables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ni d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.
E6.	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas informé son <i>responsable de l'équilibrage</i> de son incapacité d'exécuter une <i>instruction d'exploitation</i> donnée par celui-ci.
E7.	S. O.	S. O.	S. O.	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas fourni une aide correspondante à d'autres <i>exploitants de réseau de transport</i> dans sa <i>zone de fiabilité</i> , alors qu'il en était capable et que les interventions demandées étaient physiquement réalisables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ou d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.

<p>E8.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer un exploitant de réseau de transport qu'il sait être touché, ou 5 % ou moins des exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer un responsable de l'équilibrage qu'il sait être touché, ou 5 % ou moins des responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer deux exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés, ou plus de 5 % et au plus 10 % des exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer deux responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés, ou plus de 5 % et au plus 10 % des responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'équilibrage en question.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer trois exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés, ou plus de 10 % et au plus 15 % des exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer trois responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés, ou plus de 10 % et au plus 15 % des responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'équilibrage en question.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport n'a pas informé son coordonnateur de la fiabilité sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer au moins quatre exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés, ou plus de 15 % des exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer au moins quatre responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés, ou plus de 15 % des responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'équilibrage en question.</p>
-------------------	--	---	---	--

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	les zones d'équilibrage en question.			
E9.	L'entité responsable a omis d'aviser une entité interconnectée qu'il sait être touchée, ou 5 % ou moins des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable a omis d'aviser deux entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 5 % et au plus 10 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable a omis d'aviser trois entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 10 % et au plus 15 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable n'a pas avisé son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes. OU L'entité responsable a omis d'aviser au moins quatre entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 15 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E10.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas surveillé, obtenu ou utilisé un des éléments stipulés, ou désignés par lui comme nécessaires, aux alinéas 10.1 à 10.6 de l'exigence E10.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas surveillé, obtenu ou utilisé deux des éléments stipulés, ou désignés par lui comme nécessaires, aux alinéas 10.1 à 10.6 de l'exigence E10.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas surveillé, obtenu ou utilisé trois des éléments stipulés, ou désignés par lui comme nécessaires, aux alinéas 10.1 à 10.6 de l'exigence E10.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas surveillé, obtenu ou utilisé quatre ou plus des éléments stipulés, ou désignés par lui comme nécessaires, aux alinéas 10.1 à 10.6 de l'exigence E10.
E11.	S. O.	S. O.	Le responsable de l'équilibrage n'a pas surveillé l'état des <i>automatisme de réseau</i> qui ont un effet sur la production ou la <i>charge</i> afin de maintenir l'équilibre entre la production, la <i>charge</i> et les échanges dans sa <i>zone d'équilibrage</i> et de soutenir la fréquence de l' <i>Interconnexion</i> .	Le responsable de l'équilibrage n'a pas surveillé sa <i>zone d'équilibrage</i> afin de maintenir l'équilibre entre la production, la <i>charge</i> et les échanges dans sa <i>zone d'équilibrage</i> et de soutenir la fréquence de l' <i>Interconnexion</i> .
E12.	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport a dépassé une limite <i>IROL</i> connue pendant une durée continue supérieure à sa valeur <i>IROL T_v</i> .

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E13.	L'évaluation en temps réel exigée de la part de l'exploitant de réseau de transport n'a pas été effectuée pendant une période de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'évaluation en temps réel exigée de la part de l'exploitant de réseau de transport n'a pas été effectuée pendant deux périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'évaluation en temps réel exigée de la part de l'exploitant de réseau de transport n'a pas été effectuée pendant trois périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'évaluation en temps réel exigée de la part de l'exploitant de réseau de transport n'a pas été effectuée pendant au moins quatre périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.
E14.	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas mis à exécution son plan d'exploitation afin d'atténuer un dépassement de limite SOL constaté dans le cadre de sa surveillance en temps réel ou de ses évaluations en temps réel.
E15.	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas informé son coordonnateur de la fiabilité, selon la méthode d'établissement des limites SOL de celui-ci, après qu'une limite SOL a été dépassée, des mesures prises pour faire en sorte que le réseau respecte de nouveau cette limite.

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E16.	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas conféré à ses répartiteurs le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
E17.	S. O.	S. O.	S. O.	Le responsable de l'équilibrage n'a pas conféré à ses répartiteurs le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses moyens de surveillance et d'évaluation et les voies de communication afférentes entre les entités touchées.
E18.	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas respecté le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites SOL.
E19. Abrogée				

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E20.	S. O.	S. O.	<p>L'exploitant de réseau de transport avait des moyens d'échange de données avec son <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, son <i>responsable de l'équilibrage</i> et les entités dont il avait déterminé qu'elles détenaient des données dont il avait besoin pour ses tâches de surveillance en <i>temps réel</i> et d'<i>évaluation en temps réel</i>, mais n'avait pas une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du <i>centre de contrôle principal de l'exploitant de réseau de transport</i>, conformément à l'exigence.</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport n'avait pas de moyens d'échange de données avec son <i>coordonnateur de la fiabilité</i>, son <i>responsable de l'équilibrage</i> et les entités dont il avait déterminé qu'elles détenaient des données dont il avait besoin pour ses tâches de surveillance en <i>temps réel</i> et d'<i>évaluation en temps réel</i>.</p>

<p>E21.</p>	<p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après l'essai précédent.</p> <p>OU</p> <p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 2 heures et d'au plus 4 heures.</p>	<p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après l'essai précédent.</p> <p>OU</p> <p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 4 heures et d'au plus 6 heures.</p>	<p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 180 jours civils après l'essai précédent.</p> <p>OU</p> <p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 6 heures et d'au plus 8 heures.</p>	<p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après l'essai précédent.</p> <p>OU</p> <p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> n'a pas mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités.</p> <p>OU</p> <p><i>L'exploitant de réseau de transport</i> a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E20 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 8 heures.</p>
--------------------	---	--	--	--

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E22. Abrogée				
E23.	S. O.	S. O.	Le responsable de l'équilibrage avait des moyens d'échange de données avec son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , son <i>exploitant de réseau de transport</i> et les entités dont il avait déterminé qu'elles détenaient des données dont il avait besoin pour ses activités de surveillance et d'analyse en <i>temps réel</i> , mais n'avait pas une infrastructure d'échange de données redondante et à acheminement diversifié à l'intérieur du <i>centre de contrôle principal</i> du <i>responsable de l'équilibrage</i> , conformément à l'exigence.	Le responsable de l'équilibrage n'avait pas de moyens d'échange de données avec son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> , son <i>exploitant de réseau de transport</i> et les entités dont il avait déterminé qu'elles détenaient des données dont il avait besoin pour ses activités de surveillance et d'analyse en <i>temps réel</i> .

<p>E24.</p>	<p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 120 jours civils après l'essai précédent.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 2 heures et d'au plus 4 heures.</p>	<p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 150 jours civils après l'essai précédent.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 4 heures et d'au plus 6 heures.</p>	<p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 150 jours civils et d'au plus 180 jours civils après l'essai précédent.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 6 heures et d'au plus 8 heures.</p>	<p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais dans un délai de plus de 180 jours civils après l'essai précédent.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> n'a pas mis à l'essai les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a mis à l'essai au moins une fois tous les 90 jours civils les moyens d'échange de données de son <i>centre de contrôle</i> principal prescrits à l'exigence E23 afin de confirmer la redondance de leurs fonctionnalités, mais après l'échec à un essai, a entrepris de rétablir la redondance des fonctionnalités dans un délai de plus de 8 heures.</p>
--------------------	---	--	--	--

Ex.	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E25.				<p><i>L'exploitant de réseau de transport n'a pas utilisé la méthode d'établissement des limites SOL du coordonnateur de la fiabilité pertinent pour déterminer les dépassements de limite SOL dans les évaluations en temps réel, la surveillance en temps réel et l'analyse de planification opérationnelle.</i></p>

D. Différences régionales

Aucune.

E. Documents connexes

La SDT du projet 2014-03 a créé un document de présentation technique sur les dépassements de *limites d'exploitation du réseau (SOL)* afin de fournir des éclaircissements sur les questions relatives aux limites *SOL*. Ce document est consultable à l'adresse suivante : <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TOP0013RI.aspx>.

Plan d'exploitation – Un *plan d'exploitation* comprend des *processus d'exploitation* de nature générale et des *procédures d'exploitation* de nature particulière. Il peut s'agir d'un document-synthèse qui donne des indications sur un *plan d'exploitation* pour le lendemain, ou encore d'un plan précis pour faire face à un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé par une *analyse de planification opérationnelle (OPA)*.

Comme l'indique sa définition dans le glossaire de la NERC, un *plan d'exploitation* peut être de nature générale, ou encore spécifier des opérations visant particulièrement certains enjeux de fiabilité. L'utilisation du terme « *plan d'exploitation* » dans les normes TOP et IRO révisées ménage ces deux possibilités. Un *plan d'exploitation* spécifie des processus et des procédures, y compris des échanges électroniques de données, auxquels le *répartiteur* peut recourir quotidiennement afin de réagir de façon fiable à des conditions qui peuvent survenir tout au long de la journée. Il est valide pour le lendemain, le surlendemain, et le jour suivant. Au *plan d'exploitation* devraient se greffer des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des mesures de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *OPA* ou une *évaluation en temps réel (RTA)*.

Comme l'indique la définition du terme « *plan d'exploitation* » dans le glossaire de la NERC, un plan de remise en charge est un exemple de *plan d'exploitation* ; il contient tous les principes fondamentaux qui guideront le *répartiteur* tout au long du processus de remise en charge du réseau. Il ne s'agit pas d'un document visant un scénario particulier de panne d'électricité, mais plutôt d'une boîte à outils comportant des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation dont peut se servir le *répartiteur* pour la remise en charge.

Il en va de même pour un *plan d'exploitation*. Celui-ci ne contient pas des instructions visant une situation précise pour le lendemain, mais plutôt des indications sur l'ensemble des processus, procédures et logiciels d'automatisation à la disposition du *répartiteur*. Cela dit, l'existence d'un *plan d'exploitation* n'élimine pas le besoin de créer des plans d'action particuliers pour certains dépassements de limite *SOL* ou *IROL* signalés par une *OPA*. Lorsqu'un *coordonnateur de la fiabilité* procède à une *OPA*, cette analyse peut révéler des cas de dépassements possibles de limite *SOL* ou *IROL* pour des conditions *précontingence* et *postcontingence*. Dans de tels cas, les *coordonnateurs de la fiabilité* devront s'assurer que des plans soient en place pour empêcher ou atténuer ces dépassements de limite *SOL* ou *IROL*, si ces conditions d'exploitation devaient survenir le lendemain. Le *plan d'exploitation* peut contenir une description du processus de mise en œuvre et de communication de certains plans pour empêcher ou atténuer des dépassements de limite *SOL* ou *IROL* au jour le jour signalés par l'*OPA*. Cette façon de faire pourrait alléger le fardeau administratif potentiel associé au besoin de mise à jour continue du « document de *plan d'exploitation* » aux fins de la conformité.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle norme
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1a	12 mai 2010	Ajout de l'annexe 1 – Interprétation de l'exigence E8 approuvée par le Conseil d'administration de la NERC le 12 mai 2010.	Interprétation
1a	15 septembre 2011	Ordonnance de la FERC approuvant l'interprétation de l'exigence E8 (prise d'effet le 21 novembre 2011).	Interprétation
2	6 mai 2012	Révision dans le cadre du projet 2007-03.	Révision
2	9 mai 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03
3	19 novembre 2015	Approbation par la FERC de la norme TOP-001-3, dossier RM15-16-000, ordonnance 817.	Approbation
4	9 février 2017	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
4	17 avril 2017	Approbation par la FERC de la norme TOP-001-4, dossier RD17-4-000.	
5	À déterminer	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Exigences E19 et E22 abrogées dans le cadre du projet 2018-03 (<i>Standards Efficiency Review Retirements</i>)
6	13 mai 2021	Adoption par le conseil d'administration.	Révision