

**Justification technique de la norme de
fiabilité
(version française)**

Justification technique de la norme de fiabilité PRC-023-6

Janvier 2023

PRC-023-6 – Capacité de charge des relais de transport

Justification de la section Applicabilité

Aucun changement n'est proposé pour la section Applicabilité de la norme de fiabilité PRC-023-6 par rapport à la version précédente.

Justification du retrait de l'exigence E2

La principale justification pour le retrait de l'exigence E2 est que la situation de défaut particulière visée par l'exigence E2 est un sous-ensemble des défauts déjà visés par l'exigence E1, et qu'elle nécessite la même réponse de la part des entités. L'exigence E2 n'ajoute rien à la mention « toutes les situations de défaut » de l'exigence E1 ; ainsi, le non-respect de l'exigence E2 implique nécessairement le non-respect de l'exigence E1. Par conséquent, le retrait de l'exigence E2 ne crée aucune lacune sur le plan de la fiabilité.

L'équipe de rédaction (SDT) recommande donc le retrait de l'exigence E2 de la norme PRC-023-5, qui se lit comme suit :

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.

La SDT recommande aussi le retrait de l'alinéa 2.3 de l'annexe A, qui se lit comme suit :

2.3 systèmes de protection conçus pour la protection pendant des oscillations stables de puissance [exclusion].

Résumé de la justification pour le retrait de l'exigence E2

- La situation de défaut visée par l'exigence E2 est également visée par l'exigence E1 et nécessite la même réponse de la part des entités.
- Une erreur importante dans l'annexe C du document *Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings* du 9 janvier 2007, qui porte sur le blocage sur oscillation de puissance (BOP), semble être à l'origine de l'élaboration de l'exigence E2.

- L'historique de l'élaboration de l'exigence E2 révèle une analyse incomplète des oscillations de puissance, qui semble avoir convaincu la FERC de réclamer une exigence distincte à ce sujet, plutôt que d'accepter d'autres solutions techniques qui auraient assuré la détection et l'élimination des défauts pouvant survenir pendant des oscillations de puissance.
- Cette norme est principalement axée sur l'aspect sécurité du système de protection. L'ajout dans cette même norme d'une exigence axée sur la sûreté de fonctionnement entraîne de la confusion quant au réglage des relais de protection.
- Après une dizaine d'années d'expérience dans la mise en application de l'exigence E2, force est de constater que ni l'état de conformité, ni l'exploitation du réseau, ni les perturbations dans le réseau n'ont eu d'impact sérieux sur la fiabilité du réseau. En outre, quel qu'ait pu être le risque visé à l'origine par l'exigence E2, celui-ci est désormais atténué par la modernisation subséquente des systèmes de protection.

I. L'exigence E2 se révèle redondante quant à l'effet attendu de l'exigence E1 de la norme PRC-023-5

L'exigence E1 stipule en effet « ...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.* » (Italique ajouté)

L'exigence E2 cible une situation de défaut particulière lorsqu'elle spécifie que l'entité visée « 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. » Il ne s'agit pas d'une expansion de « toutes les situations de défaut » dont il est question à l'exigence E1. Ainsi, une entité qui contreviendrait à l'exigence E2 contreviendrait aussi à l'exigence E1.

II. Blocage sur oscillation de puissance – Erreur dans l'annexe C

Le groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force, ou SPCWG) de la NERC a rédigé la version initiale du document de référence de la norme PRC-023, *Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings* (2006/8/14). Ce document a été révisé le 9 janvier 2007, avec l'ajout de l'annexe C portant sur le blocage sur perte de synchronisme. Cette annexe se limite au type d'automatismes (relais électromécaniques) habituellement utilisé. Elle conclut que « si (et tant que) une situation de forte charge du réseau déclenche le relais de blocage sur perte de synchronisme, le relais de distance sera empêché de fonctionner dans une situation de défaut subséquente ! Une temporisation peut être ajoutée de manière que le relais commande un déclenchement si le relais de blocage ne se réinitialise pas dans un délai défini. » Ce passage n'a pas été modifié dans les versions subséquentes de ce document (la version de 2017 est la plus récente). Ces deux phrases semblent être à l'origine de l'exclusion concernant le blocage sur perte de synchronisme dans l'annexe A de la norme PRC-023-1.

L'énoncé cité plus haut concernant une « situation de défaut subséquente » demeure valide pour les automatismes à relais électromécaniques traditionnels. La phrase suivante (et finale) de l'annexe C indique qu'une temporisation (facultative ?) serait utilisée pour déclencher l'élément. Une telle solution n'est guère appropriée, car il n'est pas souhaitable qu'un déclenchement intervienne pendant la situation de forte charge détectée, à moins qu'un défaut survienne effectivement sur cet élément. Une temporisation ne permet pas de détecter de tels défauts.

L'annexe C n'explique pas pourquoi la « situation de défaut subséquente » qui est à l'origine de l'exigence E2 devrait être exclue de « toutes les situations de défaut » qui continuent par ailleurs de faire partie de l'exigence E1. Étant donné le contexte de l'annexe C, on serait porté à conclure que les automatismes BOP électromécaniques traditionnels non modifiés, selon leurs réglages, pourraient être incapables de satisfaire aux exigences E1 ou E2. Malheureusement, le manque de précisions sur « toutes les situations de défaut », ainsi que sur les automatismes BOP plus évolués, donne l'impression qu'il n'existe pas de solution technique acceptable.

La SDT actuelle recommande que le SPCWG réétudie et mette à jour le document de référence. Elle propose quelques modifications et ajouts, notamment diverses méthodes permettant aux ingénieurs en protection de remédier aux problèmes de détection des défauts pendant le blocage sur oscillation de puissance, méthodes recensées par la SDT initiale. Certaines combinaisons de ces méthodes appliquées aux automatismes BOP autorisent effectivement le déclenchement en cas de défaut survenant pendant une situation de forte charge qui enclencherait le blocage sur oscillation de puissance. Compte tenu de ces solutions et du libellé existant de l'exigence E1, l'exigence E2 actuelle apparaît comme redondante, donc inutile.

Par conséquent, la SDT actuelle soutient qu'aucune mention particulière concernant le blocage sur perte de synchronisme n'est nécessaire dans le texte des exigences de la norme PRC-023, mais que cet aspect peut être adéquatement clarifié dans le présent document de justification technique, de même que dans une mise à jour de l'annexe C du document *Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings*.

III. Historique de l'élaboration de l'exigence E2

La version initiale (août 2006) du document de référence *Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings* de la norme PRC-023 décrit l'objectif de la norme relativement aux défauts :

« D'une part, les systèmes de protection doivent satisfaire aux exigences de capacité de charge des relais de la norme de fiabilité PRC-023 ; d'autre part, il est impératif que les relais de protection soient réglés de manière à détecter à coup sûr toutes les situations de défaut et à protéger le réseau électrique contre de tels défauts. »

L'introduction comprend aussi le point « 1.3 Blocage sur perte de synchronisme », mais sans autres détails.

Le texte original de l'annexe A de la norme PRC-023-1 concernant le blocage sur oscillation de puissance est le suivant :

« La présente norme comprend des systèmes de blocage hors synchronisme qui doivent être évalués afin d'assurer qu'ils ne bloquent pas le déclenchement en cas de défaut dans les conditions de chargement définies dans les exigences. »

Au moins un des commentateurs a critiqué le fait que cette formulation choisie par la SDT pour la norme PRC-023-1 ne reconnaît pas la possibilité que le blocage sur oscillation de puissance puisse être réinitialisé afin de permettre la détection de défaut après l'intervention de la fonction BOP. Néanmoins, la SDT n'a pas cru nécessaire d'apporter un changement. Cette réponse de la SDT ne reconnaît pas que la réinitialisation de la fonction BOP soit même possible.

- **Commentaire :** Annexe A, section 2. Pourrait-on insérer les mots DE FAÇON PERMANENTE après « qu'ils ne bloquent pas... »?¹
 - **Réponse :** Annexe A, section 2. La plupart des commentateurs semblent avoir compris le but de cette phrase sans plus d'éclaircissements. Si un relais de perte de synchronisme intervient dans une certaine situation de charge en bloquant le déclenchement des protections contre les défauts, puis qu'un défaut survient pendant cette situation de charge, le relais de perte de synchronisme empêcherait le bon fonctionnement de la protection contre les défauts. (2007/3/9)

Un autre commentateur soulève une préoccupation apparentée concernant des équipements raccordés à distance. La SDT a reconnu que certaines modifications d'automatisme peuvent être nécessaires, mais sans décrire ce que ferait un automatisme « plus complexe ».

- **Commentaire :** Je suis inquiet que la norme dans sa formulation actuelle puisse avoir pour effet de limiter l'utilisation des fonctions de blocage sur perte de synchronisme dans le cas d'équipements raccordés à distance.²
 - **Réponse :** La section 2 de l'annexe A vise à ce que les installations soient protégées adéquatement contre les défauts. Les éléments de blocage sur perte de synchronisme peuvent empêcher le déclenchement en cas de véritable défaut dans des conditions de charge extrêmes. Pour les situations où l'on doit tenir compte d'équipements raccordés à distance, des automatismes de blocage sur perte de synchronisme plus complexes peuvent être nécessaires. (2008/1/31)

Lors de l'examen par la FERC de la norme PRC-023-1 proposée (et par la suite approuvée), une objection a été soulevée quant au fait que la prescription visant le blocage sur perte de synchronisme à l'annexe A, bien qu'ayant un caractère obligatoire (« doivent être évalués »), n'était pas exécutoire puisqu'il ne s'agissait pas d'une exigence avec indication de niveau VSL ou VRF. Compte tenu de la formulation contraignante utilisée, la FERC a demandé que cette prescription soit reformulée sous la forme d'une exigence. La FERC a ainsi statué : (ordonnance 733, paragraphe 244)

« Nous adoptons la proposition réglementaire (NOPR) et demandons à l'ERO d'intégrer la section 2 de l'annexe A dans la norme de fiabilité modifiée sous la forme d'une exigence supplémentaire spécifiant un facteur de risque de non-conformité et un niveau de gravité de la non-conformité appropriés. »

1. Microsoft Word - [Consider Comments D2_Relay_Loadability_09Mar07.doc \(nerc.com\)](#), ÉBAUCHE 2, commentaires, p. 41-43

2. https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202010131%20Phase%201%20of%20Relay%20Loadability%20Trans/Consider_Comments_Initial_Ballot_PRC-023_Relay_Loadability_31Jan08.doc, ÉBAUCHE 4, commentaires, p. 16

La SDT de la norme PRC-023-2 a proposé par la suite d'ajouter à l'exigence E1 le passage suivant :

« ...et afin d'éviter que ses automatismes de blocage sur perte de synchronisme ne viennent empêcher le déclenchement en conditions de défaut. »

Un commentateur³ à cette époque a critiqué certains aspects techniques de cette formulation, notamment :

« La formulation proposée par l'équipe de rédaction peut avoir pour effet d'empêcher d'utiliser les fonctions de blocage sur perte de synchronisme de nombreux relais de protection de ligne modernes très répandus (par exemple, SEL-321 et modèles ultérieurs, et GE-UR). La fonction de blocage sur perte de synchronisme de ces relais, dans un premier temps, empêche le déclenchement des éléments de protection, puis utilise une courte temporisation ou une autre information (ou les deux) pour déterminer si la situation observée (ainsi que son évolution) constitue vraiment un défaut, auquel cas la fonction de blocage est réinitialisée afin de permettre le déclenchement. Un tel mécanisme de blocage-réinitialisation représente la technologie la plus répandue et semble bien répondre à l'intention de la FERC dans le paragraphe 244 [de l'ordonnance 733] ; or, il pourrait être exclu par la formulation actuellement proposée. »

Un autre commentateur ajoute⁴ :

« Nous suggérons que le membre de phrase ajouté soit retiré de l'exigence E1 et qu'une nouvelle exigence soit créée. Une formulation suggérée est la suivante : "Les systèmes de protection qui prévoient un blocage lors d'oscillations stables ou en cas de perte de synchronisme doivent faire l'objet d'une évaluation visant à confirmer leur déclenchement approprié en cas de défaut dans la zone protégée qui surviendrait pendant la situation en question. Une temporisation supplémentaire peut être requise et est acceptable pour assurer un déclenchement approprié." »

La conclusion de la SDT est la suivante :

« La SDT est d'accord et a retiré la mention de blocage sur perte de synchronisme de l'exigence E1. La prescription relative à l'évaluation du blocage sur perte de synchronisme a été déplacée vers une exigence distincte (nouvelle exigence E2) afin de démarquer plus nettement cette exigence par rapport à l'évaluation de la capacité de charge des relais de protection de phase. »

Ces deux commentateurs ont suggéré ce qui est devenu l'exigence E2, mais n'ont pas posé la question de savoir si « toutes les situations de défaut » de l'exigence E1 n'incluaient pas déjà les défauts visés par l'exigence E2. Il apparaît que, bien qu'il soit permis à la NERC de proposer une manière différente, d'une efficacité et d'une efficacité équivalentes, de répondre à une prescription de la FERC, la SDT n'a pas envisagé d'autres solutions en réponse à la prescription de l'ordonnance 733 de la FERC que celle d'ajouter une exigence distincte concernant la détection de défaut en cas de blocage sur oscillation de puissance.

3. <https://elibrary.ferc.gov/eLibrary/filedownload?fileid=018154B3-66E2-5005-8110-C31FAFC91712>, p. 169-170

4. <https://elibrary.ferc.gov/eLibrary/filedownload?fileid=018154B3-66E2-5005-8110-C31FAFC91712>, p. 189

Le niveau de gravité de la non-conformité (VSL) et le facteur de risque de non-conformité (VRF) proposés par la SDT (et approuvés par la suite) pour les exigences E1 et E2 de la norme PRC-023-2 étaient les mêmes.

La SDT actuelle s'est rendu compte que le sens de la formulation initiale de l'annexe A a été inversé lors de son transfert vers l'exigence E2. La formulation « ...doivent être évalués afin d'assurer qu'ils ne bloquent pas le déclenchement... » est devenue « ...doit régler ses éléments de blocage sur perte de synchronisme pour permettre le déclenchement... ». Il en découle un changement important dans l'interprétation de l'exigence E2 par les ingénieurs en protection. Dans la version révisée, l'accent est mis sur les réglages de relais plutôt que sur l'évaluation de l'automatisme BOP lui-même. L'accent est passé de l'évaluation de la fonction BOP à ses éléments – principalement les œillères – qui sont commandés directement par les réglages. Dès lors, en cas de conflit, la solution consistait soit à ne pas utiliser l'automatisme BOP, soit à augmenter notablement sa complexité.

Au moins une entité a dû désactiver au moins deux automatismes BOP :

- faute d'être certaine que la temporisation de réinitialisation réponde à l'esprit de l'exigence E2 quant à l'élimination des défauts dans le délai approprié ;
- faute de pouvoir régler la caractéristique BOP extérieure à l'intérieur des caractéristiques de capacité de charge.

IV. Sûreté de fonctionnement et sécurité⁵

L'objet de la norme PRC-023 est exprimé comme suit :

« 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. »

La norme PRC-023 met l'accent sur la sécurité du réseau de transport ; il s'agit d'éviter les déclenchements intempestifs en cas de forte charge en l'absence de défaut. La rubrique Objet ainsi que l'exigence E1 indiquent par ailleurs que « toutes les situations de défaut » (sûreté de fonctionnement) doivent être détectées. L'exigence E2 établit son propre critère de sûreté de fonctionnement « ...de manière à permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défaut survenant dans les conditions de charge utilisées », à l'instar de l'exigence E1.

La formulation concernant la sûreté de fonctionnement dans l'exigence E1 établit un bon équilibre par rapport à l'intention de l'exigence E1 (sécurité), et ne prête donc pas à confusion. Le retrait de l'exigence E2 rendra la norme plus focalisée et plus claire.

5. Aux fins de cet exposé, et dans le contexte des relais ou systèmes de relais[él : je me permets cet allègement], l'*IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms* définit le mot *dependability* (sûreté de fonctionnement) comme la facette de la fiabilité qui exprime le degré de certitude qu'un relais ou système de relais fonctionnera correctement. Dans le même esprit, le mot *security* (sécurité) est la facette de la fiabilité qui exprime le degré de certitude qu'un relais ou système de relais ne fonctionnera pas de manière intempestive. Enfin, le mot *reliability* (fiabilité) exprime le degré de certitude qu'un relais ou système de relais fonctionnera correctement. REMARQUE : La fiabilité dénote la certitude d'un bon fonctionnement en même temps que l'absence de fonctionnement intempestif lié à l'ensemble des causes externes.

V. Expérience en rapport avec l'application de l'exigence E2

L'expérience n'est pas un guide idéal pour juger de la nécessité de l'exigence E2. L'absence de preuve n'est pas une preuve de l'absence de non-élimination de défaut pendant un blocage sur oscillation de puissance. L'historique d'une dizaine d'années depuis que l'exigence E2 est devenue exécutoire fournit tout de même un contexte utile pour supputer l'ampleur du risque potentiel pour le système électrique interconnecté après le retrait de l'exigence E2. Aucune analyse statistique ni aucun exemple correctif ne saurait démontrer qu'un défaut ne surviendra jamais pendant l'intervention de la fonction BOP d'un relais. Cependant, l'occurrence historique extrêmement faible d'événements assimilables à un défaut survenant pendant une oscillation de puissance – possiblement proche de zéro dans la présente analyse – témoigne d'un risque fort limité pour le système électrique interconnecté.

Non-conformités

Un inventaire des non-conformités à l'exigence E2 existante révèle à peine deux cas de non-conformité, datant l'un et l'autre d'environ un an après l'entrée en vigueur de l'exigence. Les deux ont été découverts par l'examen de la documentation des réglages de relais, et non à partir des dossiers d'exploitation du réseau. Dans les deux cas, la description du risque associé indique un risque minimal pour la fiabilité du système électrique interconnecté.

Un constat d'audit révèle un écart de 12 % par rapport à la capacité de charge requise, et qui ne touchait qu'un seul de deux systèmes de protection redondants. L'entité a recalculé ses réglages de relais et n'a pas découvert d'autres problèmes apparentés dans son réseau.

Une déclaration de non-conformité indique qu'un de trois automatismes de protection redondants sur chacune de trois lignes de transport a été touché par une erreur de calcul de blocage sur perte de synchronisme. Les réglages des relais des deux autres automatismes de chaque ligne de transport n'étaient pas touchés, et une élimination de défaut acceptable aurait eu lieu même si les conditions de charge prescrites à l'exigence E1 de la norme PRC-023-2 étaient survenues simultanément avec un défaut triphasé sur la ligne.

Il ne semble pas que ces non-conformités auraient entraîné un quelconque risque pour le système électrique interconnecté, ou même que le non-déclenchement d'un des deux ou trois relais redondants pendant un défaut aurait entraîné un fonctionnement incorrect puisque le système de protection combiné aurait fonctionné correctement.

Historique des pannes et des fonctionnements incorrects

La SDT a étudié les données TADS et MIDAS relatives aux fonctionnements incorrects liés à des défauts triphasés davantage susceptibles d'entraîner des oscillations de puissance, et qui correspondent aux événements ciblés par l'exigence E2. Pour les quelque cinq années de données MIDAS fiables couvrant un total d'environ 40 000 fonctionnements, seuls onze événements possibles ont été retenus, dont un seul était associé à des relais. Les descriptions d'événement disponibles ne permettent pas de voir clairement si l'exigence E2 aurait empêché l'un ou l'autre de ces événements.

Perturbations majeures de réseau

Le site Web d'[analyse d'événements](#) de la NERC regroupe des rapports sur 18 événements importants. La SDT a pu aussi étudier la perturbation dans le réseau du Florida Reliability Coordinating Council (FRCC) du 26 février 2008 (non présentée sur le site de la NERC). L'examen de ces rapports visait à établir si des impacts sur le réseau avaient été observés en rapport avec des défauts survenus pendant un blocage sur oscillation de puissance. La fourchette chronologique de ces événements commence avant l'entrée en vigueur de l'exigence E2 et se termine à l'été 2021. En bref, l'exigence E2 ne semble pas avoir amélioré ni dégradé le comportement du réseau pendant l'une ou l'autre de ces grandes perturbations.

Plusieurs rapports d'événement décrivent des problèmes liés au manque de tenue de la production photovoltaïque pendant les creux de tension associés à l'élimination de défauts. Ces événements ont d'importantes causes qui se chevauchent. Cependant, rien dans ces rapports n'est lié à des oscillations de puissance ou au blocage sur oscillation de puissance.

- **Juin-août 2021 – Perturbations liées à la production photovoltaïque du CAISO**
- **Mai-Juin 2021 – Perturbation à Odessa**
- **Juillet 2020 – Perturbation liée à une réduction de production photovoltaïque à San Fernando**
- **Avril et mai 2018 – Perturbations liées à une perte de ressources photovoltaïques découlant de défauts**
- **Octobre 2017 – Perturbation causée par l'incendie Canyon 2**
- **Août 2016 – Perturbation liée à une perte de production photovoltaïque de 1 200 MW découlant d'un défaut**

Plusieurs rapports d'événement concernent le comportement du réseau pendant des vagues de froid, des ouragans et d'autres fortes intempéries. La plupart des impacts sur le réseau découlent de dommages matériels. Aucun de ces rapports ne fait état d'impacts sur le réseau liés à des défauts pendant une oscillation de puissance ou un blocage sur oscillation de puissance. Les impacts sur les systèmes de protection pour l'ensemble de ces événements varient de très mineurs à nuls.

- **Ressources de formation aux conditions de temps froid**
 - Documents d'encadrement (préparation et réaction) plutôt qu'une description d'événement.
- **Janvier 2014 – Événements liés à un vortex polaire**
- **Octobre 2012 – Impact de l'ouragan Sandy**
- **Octobre 2011 – Impact de la tempête de neige du Nord-Est**
 - Un fonctionnement incorrect de relais a été détecté (cause exacte non précisée). Malgré de nombreuses pannes de transport, ni le *BPS* ni les réseaux régionaux n'ont été déstabilisés.

- **Janvier 2018 – Vague de froid dans le centre-sud des États-Unis**
 - Impacts à grande échelle sur la capacité de production, mais ne donnant lieu à aucun défaut particulier ni blocage sur oscillation de puissance. Pas de recommandation sur la protection contre les oscillations de puissance dans le réseau de transport.
- **Septembre 2017 – Impact de l’Ouragan Irma**
 - L’ouragan a causé plus d’une centaine de pannes de transport et des indisponibilités de production totalisant 3 300 MW. Aucun cas de fonctionnement incorrect de relais ayant contribué à la mise hors service d’installations du BPS pendant l’ouragan.
- **Août 2017 – Impact de l’Ouragan Harvey**
 - Environ 225 actifs de transport touchés, indisponibilité totale d’un peu plus de 21 GW (ERCOT + MISO). Aucun cas de fonctionnement incorrect de système de protection, d’oscillation de puissance ou de blocage sur oscillation de puissance.

Quelques événements avaient des causes électriques plus traditionnelles et plus directes, mais dans aucun cas un impact sur le réseau électrique n’est attribuable à des défauts en conditions de blocage sur oscillation de puissance.

- **Janvier 2019 – Oscillation forcée dans l’Interconnexion de l’Est**
 - Une panne de transformateur de tension dans une centrale en Floride a provoqué des oscillations dans toute l’Interconnexion de l’Est (oscillations de 200 MW à la centrale, 50 MW en Nouvelle-Angleterre). Aucun défaut ni blocage sur oscillation de puissance en cause ; aucune recommandation visant la protection contre les oscillations de puissance dans le réseau de transport.
- **Avril 2015 – Perturbation en sous-tension survenue dans la région de Washington**
 - Défaut éliminé en 58 secondes, causé par une panne d’équipement et le fonctionnement incorrect de la protection de deux systèmes de déclenchement auxiliaires. Les recommandations portent sur la conception des systèmes de déclenchement auxiliaires et sur le signal de défaillance de disjoncteur. Aucun impact observé lié à des oscillations de puissance ou à des blocages sur oscillation de puissance.
- **Septembre 2011 – Panne majeure dans le sud-ouest des États-Unis**
 - Le rapport FERC/NERC sur la panne majeure ayant touché l’Arizona et le sud de la Californie le 8 septembre 2011 constate que des déphasages importants en circuit ouvert n’avaient pas été surveillés pour certaines installations en Arizona afin de déterminer si la fermeture pouvait s’opérer de façon sécuritaire. Cependant, ce résultat a influé sur la remise en charge et n’était pas dû à une oscillation de puissance dans le réseau ; un blocage sur oscillation de puissance n’est donc pas en cause. Par ailleurs, la centrale nucléaire de San Onofre a été mise hors circuit par la logique de commande de turbine lorsque la fréquence locale a bondi au-dessus de 61 Hz. Aucun défaut ni déclenchement n’a été associé à une oscillation de puissance ou à un blocage sur oscillation de puissance.

- **Perturbation dans le réseau du FRCC**

- La perturbation dans le réseau du FRCC du 26 février 2008 comprenait un déclenchement de zone 1 pendant une oscillation de puissance (sans application de BOP), mais il s'agissait du quinzième événement environ dans la séquence de la perturbation. Le rapport ne recommande pas de changement au système de protection.

- **Août 2003 – Panne majeure dans le nord-est des États-Unis**

- La panne majeure du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis comportait quelques déclenchements de ligne sur perte de synchronisme pour des éléments de relais de distance, survenus tard dans la séquence de l'événement, et qui auraient pu être évités par application de BOP. Cependant, pour l'ensemble de l'événement, on ne signale aucun cas de non-élimination de défaut en raison d'éléments de relais BOP qui n'auraient pas été réinitialisés dans les conditions de capacité de charge de relais décrites dans la norme PRC-023.

Améliorations au système de protection

Depuis l'entrée en vigueur de l'exigence E2, la plupart des entités ont continué de remplacer des relais électromécaniques, à semi-conducteurs et à microprocesseur de première génération par des relais à microprocesseur plus évolués. Grâce à ces modernisations, il est plus facile avec ces nouveaux relais de satisfaire à la formulation originale de l'annexe A de la norme PRC-023-1. De tels relais contribuent à réduire davantage les risques visés par l'exigence E2. Par exemple, une entité qui applique à grande échelle le blocage sur oscillation de puissance et le déclenchement sur perte de synchronisme dans son réseau de transport a entrepris cette modernisation en 2011 avec 161 sur 471 (34 %) des bornes de ligne touchées protégées par des relais moins performants (électromécaniques) ; en 2022, à peine 19 sur 699 (2,7 %) des bornes de ligne touchées étaient encore protégées par de tels relais. Une deuxième entité a modernisé tous ses blocages sur perte de synchronisme en installant des automatismes modernes à microprocesseur. Une troisième entité a modernisé tous ses blocages sur perte de synchronisme au-dessus de 200 kV avec des relais à microprocesseur modernes ; il ne lui reste qu'un seul dispositif électromécanique encore en service, à 115 kV.

Justification du retrait de l'exclusion 2.3 de l'annexe A

L'alinéa 2.3 de l'annexe A exclut les « systèmes de protection conçus pour la protection pendant des oscillations stables de puissance ». Cette exclusion s'applique aux « systèmes de protection installés spécifiquement pour isoler différentes portions de réseau soumises à des oscillations de puissance stables les unes par rapport aux autres, afin de maintenir un comportement souhaitable quant à la tension, à la fréquence et aux oscillations de puissance »⁶. La Floride est citée dans le dossier d'élaboration comme exemple de cas où de tels automatismes ont été employés. Les recherches indiquent que ces automatismes n'existent plus guère, et qu'il n'y a plus lieu de maintenir une exclusion visant le déclenchement sur oscillation de puissance. La norme PRC-026 couvre de façon adéquate les oscillations de puissance stables. Comme l'alinéa 2.3 est une exclusion, il n'y a pas chevauchement avec la norme PRC-026.

La réponse originale de la SDT de la norme PRC-023-1 aux commentaires comprend les énoncés suivants :

- (12) Dans certaines régions de l'Amérique du Nord (par exemple en Floride), il existe des systèmes à relais installés spécifiquement pour isoler différentes portions de réseau soumises à des oscillations de puissance stables les unes par rapport aux autres, afin de maintenir un comportement souhaitable... [p. 48 du document en référence à la note 6]
- Si des relais de déclenchement ou de blocage sur perte de synchronisme sont utilisés de façon indépendante dans le réseau, ils doivent satisfaire à la norme. [p. 55 du document en référence à la note 6]

La pratique normale pour les réseaux électriques ne devrait généralement pas viser à produire une séparation pendant des oscillations de puissance stables. Selon la compréhension de la présente SDT, il semble que l'automatisme donné en exemple (en Floride) ne soit plus guère utilisé. La réponse de la deuxième puce semble dire que l'exclusion 2.3 n'aurait jamais dû être incluse.

La présente SDT soutient que l'alinéa 2.3 de l'annexe A peut être abrogé en toute sécurité, sans créer de lacune sur le plan de la fiabilité.

6. Voir le projet 2010-13.1, Capacité de charge des relais de transport, Phase 1 – Réponse aux commentaires sur la première ébauche de la norme sur la capacité de charge des relais :
https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202010131%20Phase%201%20of%20Relay%20Loadability%20Trans/Consider_Co mments_1st_Dra ft_Relay_Loadability_Std_09Jan07.pdf