
Projet QC-2016-02

Normes PRC-004-5(i) - Détection et correction des fonctionnements incorrects dans les systèmes de protection et PRC-010-2 – Délestage de charge en sous tension

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'objectif des normes PRC-004-5 et PRC-010-2 est d'identifier et de corriger les fonctionnements incorrects d'un système de protection des systèmes de délestage de charge en sous-tension (DST) et d'évaluer convenablement les performances de ces équipements. Ces normes ont été élaborées dans le but de consolider les normes DST existantes et de mettre en œuvre une approche intégrée et coordonnée des programmes DST.

La norme PRC-004-5 traite les systèmes de protection qui mettent hors circuit les dispositifs de coupure de BES. Ce fonctionnement est initié lorsqu'un dispositif de coupure du BES met hors circuit de façon automatique ou manuelle en raison d'une défaillance d'un *système de protection*.

Tant qu'à la norme PRC-010-2 qui traite de l'examen de l'équipement de délestage de charge sous tension et du fait que l'équipement du programme de délestage de charge sous tension a fonctionné efficacement suite à une excursion de tension pour laquelle le programme de DST a été conçu.

Les normes ont été élaborées en réponse de l'ordonnance 693 de la FERC selon laquelle la NERC devait apporter des modifications à la norme PRC-010-0 pour exiger une approche intégrée et coordonnée des systèmes de protection, y compris les programmes de délestage de charge en sous tension (DST).

2. PRÉREQUIS À LA MISE EN VIGUEUR

PRC-004-5(i), PRC-010-2 et EOP-011-1 doivent être mises en vigueur simultanément.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

La norme PRC-021-1 présentement en vigueur et la norme PRC-022-1 présentement déposée à la Régie et en attente d'approbation seront retirées lorsque la norme PRC-010-2 entrera en vigueur.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Programme de DST	UVLS	Programme de DST (UVLS) : Programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes répartis servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le système de production-transport d'électricité (BES) et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des déclenchements en cascade. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Plan de défense		<p><u>Ancienne définition :</u> Voir « Automatisme de réseau ».</p> <p><u>Nouvelle définition :</u> Automatisme conçu pour détecter dans le réseau des conditions prédéterminées et pour commander des actions correctives qui peuvent comprendre, sans limitation, le réglage de la production ou le rejet de production (MW et Mvar), le délestage de charges ou la reconfiguration du réseau. Les objectifs des plans de défense sont notamment les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • satisfaire aux exigences des normes de fiabilité de la NERC ; • maintenir la stabilité du système de production-transport d'électricité (BES) ; • maintenir des valeurs de tension acceptables dans le BES ; • maintenir des valeurs de transit de puissance acceptables dans le BES ; • limiter l'impact des déclenchements en cascade ou autres événements extrêmes. <p>Les dispositifs suivants, pris individuellement, ne constituent pas un plan de défense :</p> <ol style="list-style-type: none"> a) systèmes de protection servant à détecter des défauts sur les éléments du BES et à isoler ces éléments ; b) automatismes de délestage de charge en sous-

Terme	Acronyme	Définition
		<p>fréquence (DSF) et de délestage de charge en sous-tension (DST) constitués uniquement de relais dispersés ;</p> <p>c) systèmes de déclenchement sur perte de synchronisme et de blocage sur oscillation de puissance ;</p> <p>d) systèmes de réenclenchement automatique ;</p> <p>e) systèmes servant à détecter des conditions autres que de défaut (perte de champ d'un alternateur, température de l'huile au sommet de la cuve d'un transformateur, surtension, surcharge, etc.) sur un élément afin de protéger celui-ci contre l'endommagement en le mettant hors service ;</p> <p>f) contrôleurs qui commutent ou règlent un ou plusieurs des éléments énumérés ci-après, qui sont situés au même poste que l'élément commuté ou réglé et qui surveillent des grandeurs locales uniquement : composants réactifs série ou shunt, composants FACTS (système de transport à courant alternatif flexible), transformateurs déphaseurs, transformateurs à fréquence variable ou transformateurs à changeur de prises ;</p> <p>g) contrôleurs FACTS qui commandent à distance des inductances shunt statiques situées à d'autres postes afin de réguler la sortie d'un seul composant FACTS ;</p> <p>h) systèmes ou contrôleurs qui commandent à distance des inductances shunt et des condensateurs shunt de régulation de tension qui seraient autrement commandés manuellement ;</p> <p>i) systèmes qui mettent hors tension une ligne automatiquement pour un fonctionnement autre que de défaut lorsqu'une extrémité de la ligne est ouverte ;</p> <p>j) systèmes qui assurent une protection contre l'îlotage (par exemple la protection d'une charge contre les effets d'un isolement avec une production locale potentiellement insuffisante pour maintenir une fréquence et une tension acceptables) ;</p> <p>k) séquences automatiques qui agissent seulement</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>sous la commande manuelle initiale d'un répartiteur ;</p> <p>l) modulation de systèmes CCHT ou FACTS par des commandes supplémentaires, comme un amortissement d'angle rotorique ou de fréquence servant à amortir des oscillations locales ou interrégionales ;</p> <p>m) automatismes de protection contre la résonance sous-synchrone qui mesurent directement les grandeurs synchrones (par exemple les courants ou les oscillations en torsion) ;</p> <p>n) systèmes de commande de groupe de production, notamment le réglage automatique de la production, la commande du courant d'excitation (par exemple la régulation automatique de la tension et les stabilisateurs de puissance), l'action rapide sur les vannes et la régulation de vitesse.</p> <p>(Remedial Action Scheme)</p> <p>Source :. Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune.

4. APPLICABILITÉ

PRC-004-5(i)	Fonctions visées		
	Propriétaire d'installation de transport (TO)	Propriétaire d'installation de production (GO)	Distributeur (DP)
E1 a E6	X	X	X

PRC-010-2	Fonctions visées		
	Coordonnateur de la planification (PC)	Planificateur de réseau de transport (PC)	Entités de délestage de charge en sous tension ¹
E1	X	X	
E2			X
E3	X	X	
E4	X	X	
E5	X	X	
E6	X		
E7			X
E8	X		

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme PRC-004-5(i) s'applique seulement aux installations du *réseau « bulk »* (BPS).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La date d'entrée en vigueur aux États-Unis pour la norme PRC-004-5(i) et la norme PRC-010-2 est le 2 avril 2017.

Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
2 avril 2017	2 avril 2017

¹ Les entités de délestage de charge en sous-tension (entités DST) sont les distributeurs et les propriétaires d'installation de transport responsable de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au programme de DST élaboré par le planificateur de réseau de transport ou le coordonnateur de la planification.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

PRC-004-5(i)	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

PRC-010-2	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Important :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée

A. Introduction

1. **Titre :** Délestage de charge en sous-tension
2. **Numéro :** PRC-010-2
3. **Objet :** Établir une démarche intégrée et coordonnée pour la conception, l'évaluation et l'exécution fiable des *programmes de délestage de charge en sous-tension* (*programmes de DST*).
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Coordonnateur de la planification*
 - 4.1.2 *Planificateur de réseau de transport*
 - 4.1.3 Entités de délestage de charge en sous-tension (entités DST) – *Distributeurs et propriétaires d'installation de transport* responsables de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au programme de DST élaboré par le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification*.
5. **Date d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre du projet 2008-02.2.:

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui élabore un *programme de DST* doit évaluer son efficacité, puis transmettre les spécifications et le calendrier de mise en œuvre de ce programme aux entités DST chargées de le mettre en œuvre. L'évaluation doit comprendre notamment des études et analyses qui démontrent : *[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]*
 - 1.1. que la mise en œuvre du *programme de DST* remédie aux problèmes de sous-tension qui ont motivé son élaboration et sa conception ;
 - 1.2. que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle, y compris la protection de lignes de transport, le réenclenchement automatique, les *plans de défense* et d'autres programmes de délestage de charge liés à la sous-tension.

- M1.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : études, analyses, rapports ou autres documents datés décrivant l'efficacité du programme de DST, et communications datées attestant que les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* ont été transmis aux entités DST.
- E2.** Chaque entité DST doit respecter les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* élaboré selon l'exigence E1 par son *coordonnateur de la planification* ou son *planificateur de réseau de transport*, et doit faire de même pour tout *plan d'actions correctives* élaboré selon l'exigence E5.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification à long terme]
- M2.** Les pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant l'exécution des actions, et peuvent comprendre notamment des documents indiquant les équipements protégés par des relais de DST, les réglages de relais de DST ou le sommaire des charges associées, des enregistrements provenant de systèmes de gestion du travail, des ordres de travail et des dossiers d'entretien.
- E3.** Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* doit effectuer une évaluation complète de l'efficacité de chacun de ses *programmes de DST* au moins une fois tous les 60 mois civils. Chaque évaluation doit comprendre notamment des études et analyses qui déterminent si :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- 3.1.** le *programme de DST* remédie aux problèmes de sous-tension pour lesquels il a été conçu ;
- 3.2.** le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle, y compris la protection de lignes de transport, le réenclenchement automatique, les *plans de défense* et d'autres programmes de délestage de charge liés à la sous-tension.
- M3.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : rapports ou autres documents datés décrivant l'évaluation du *programme de DST*.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* doit, dans les 12 mois civils suivant un événement ayant entraîné une excursion de tension pour laquelle son *programme de DST* a été conçu, effectuer une évaluation afin de déterminer :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 4.1.** si son *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension associés à cet événement ;
- 4.2.** le comportement (fonctionnement ou non-fonctionnement) de l'équipement du *programme de DST*.

- M4.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : données d'événement, rapports d'analyse d'événement ou autres documents datés décrivant l'évaluation du *programme de DST* et de l'équipement connexe.
- E5.** Chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui constate des lacunes lors d'une évaluation effectuée selon l'exigence E3 ou E4 doit élaborer un *plan d'actions correctives* visant à éliminer ces lacunes, puis doit transmettre ce *plan d'actions correctives*, avec un calendrier de mise en œuvre, aux entités DST dans un délai de trois mois civils après la fin de l'évaluation.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M5.** Les pièces justificatives doivent comprendre un *plan d'actions correctives* visant les lacunes constatées, et peuvent aussi comprendre notamment des rapports ou autres documents datés venant appuyer le *plan d'actions correctives*. Les pièces justificatives doivent aussi comprendre des communications datées attestant que le *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre ont été transmis aux entités DST.
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* dans la zone duquel un *programme de DST* est en place doit mettre à jour, au moins une fois par année civile, une base de données contenant l'information nécessaire pour la modélisation du ou des *programmes de DST* de sa zone, aux fins des analyses d'événement et des évaluations de *programmes de DST*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M6.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : chiffriers, relevés de base de données ou autres documents datés attestant qu'une base de données sur les *programmes de DST* a été tenue à jour.
- E7.** Chaque entité DST doit fournir à son *coordonnateur de la planification*, dans le format et selon le calendrier spécifiés par celui-ci, des données pour la mise à jour de sa base de données relative au DST.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M7.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, lettres ou autres documents datés attestant que des données ont été dûment fournies au *coordonnateur de la planification*.
- E8.** Chaque *coordonnateur de la planification* dans la zone duquel un *programme de DST* est en place doit fournir sa base de données sur les *programmes de DST* aux autres *coordonnateurs de la planification* et *planificateurs de réseau de transport* au sein de son *Interconnexion*, ainsi qu'à d'autres entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité, dans un délai de 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

- M8.** Exemples non limitatifs de pièces justificatives : courriels, lettres ou autres documents datés attestant que la base de données sur les *programmes de DST* a été fournie dans un délai de 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux 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 l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

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

Toute entité visée doit conserver les pièces justificatives pendant six années civiles.

Si une entité visée est jugée non conforme à une exigence, elle 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 de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

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

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 la conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. 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	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité visée qui a élaboré le <i>programme de DST</i> n'a pas évalué son efficacité puis transmis les spécifications et le calendrier de mise en œuvre de ce programme aux entités DST, conformément à l'exigence E1, y compris les alinéas 1.1 et 1.2.
E2	Planification à long terme	Élevé	S. O.	S. O.	<p>L'entité visée n'a pas respecté les spécifications du <i>programme de DST</i> conformément à l'exigence E2.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée n'a pas respecté le calendrier de mise en œuvre conformément à l'exigence E2.</p>	L'entité visée n'a respecté ni les spécifications ni le calendrier de mise en œuvre du <i>programme de DST</i> conformément à l'exigence E2.

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	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité visée n'a pas effectué une évaluation au moins une fois tous les 60 mois civils conformément à l'exigence E3, y compris les alinéas 3.1 et 3.2.
E4	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 12 mois civils et d'au plus 13 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 13 mois civils et d'au plus 14 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 14 mois civils et d'au plus 15 mois civils après un événement visé.	L'entité visée a effectué une évaluation conformément à l'exigence E4 dans un délai de plus de 15 mois civils après un événement visé. OU L'entité visée n'a pas effectué d'évaluation conformément à l'exigence E4.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité visée a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 15 jours civils.	L'entité visée a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	L'entité visée a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.	L'entité visée a élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> et l'a transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 45 jours civils. OU L'entité visée n'a pas élaboré un <i>plan d'actions correctives</i> ou ne l'a pas transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5.
E6	Planification de l'exploitation	Faible	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.	L'entité visée a mis à jour la base de données conformément à l'exigence E6, mais avec un retard de plus de 90 jours civils. OU L'entité visée n'a pas mis à jour la base de données

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						conformément à l'exigence E6.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E7	Planification de l'exploitation	Faible	<p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils par rapport au calendrier spécifié.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais ces données n'étaient pas conformes au format spécifié.</p>	<p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils par rapport au calendrier spécifié.</p>	<p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils par rapport au calendrier spécifié.</p>	<p>L'entité visée a fourni les données conformément à l'exigence E7, mais avec un retard de plus de 90 jours civils par rapport au calendrier spécifié.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée n'a pas fourni les données conformément à l'exigence E7.</p>
E8	Planification de l'exploitation	Faible	<p>L'entité visée a fourni sa base de données sur les <i>programmes de DST</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard d'au plus 15 jours civils.</p>	<p>L'entité visée a fourni sa base de données sur les <i>programmes de DST</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 15 jours civils et d'au plus 30 jours civils.</p>	<p>L'entité visée a fourni sa base de données sur les <i>programmes de DST</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 45 jours civils.</p>	<p>L'entité visée a fourni sa base de données sur les <i>programmes de DST</i> conformément à l'exigence E8, mais avec un retard de plus de 45 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité visée n'a pas fourni sa base de données sur les <i>programmes de</i></p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						<i>DST</i> conformément à l'exigence E8.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	
0	1 ^{er} avril 2005	Entrée en vigueur	
0	7 février 2013	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Retrait de l'exigence E2 et des éléments connexes dans le cadre du projet Paragraphe 81 (projet 2013-02), en attente de l'approbation réglementaire appropriée
1	13 novembre 2014	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (DST) et en sous-fréquence (DSF), afin de répondre à une prescription de l'Ordonnance 763 de la FERC.
2	7 mai 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2008-02.2 sur le <i>fonctionnement incorrect</i> du délestage de charge en sous-tension afin d'étendre la norme à l'équipement de DST.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

L'équipe de rédaction présente les commentaires ci-après afin d'explicitier l'esprit de la norme. Cette information vise à renforcer la compréhension des besoins de fiabilité et les attentes liées à chaque exigence, et s'appuie si nécessaire sur des principes techniques et sur l'expérience de l'industrie.

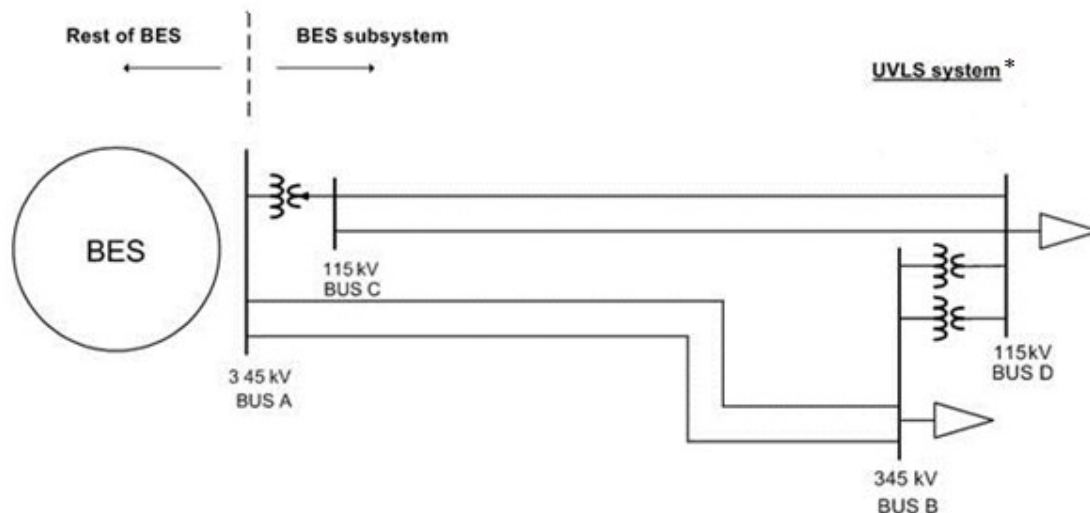
Directives pour la définition de *programme de DST*

La définition du terme *programme de délestage de charge en sous-tension* ou *programme de DST* englobe les programmes de délestage de charge automatique qui réagissent uniquement à des mesures de tension à l'endroit même où le délestage de charge est commandé. Ainsi, il est improbable que la défaillance d'un seul composant nuise à la fiabilité du programme.

Cette définition du terme *programme de DST* exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée, dont les signaux d'entrée proviennent d'emplacements multiples et peuvent comprendre d'autres paramètres que des mesures de tension (réserves de puissance réactive de groupe de production, charge des installations, état des équipements, etc.). La nature et les caractéristiques d'un système de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée sont les mêmes que pour un *plan de défense*, le délestage de charge étant dans ce cas la mesure corrective. Par conséquent, tout comme pour un *plan de défense*, la défaillance d'un seul composant peut compromettre la fiabilité d'un système de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée.

Afin que la norme s'applique uniquement aux systèmes de délestage de charge en sous-tension dont le fonctionnement a un impact sur la fiabilité du réseau, il faut spécifier qu'un *programme de DST* doit atténuer le risque lié à une ou plusieurs des conditions suivantes : instabilité de la tension, effondrement de la tension ou *déclenchements en cascade* ayant un impact sur *le système de production-transport d'électricité (BES)*. Un exemple de programme qui ne tomberait pas dans cette catégorie est un délestage de charge en sous-tension servant à atténuer l'endommagement de l'équipement ou de charges locales directement touchés par l'événement de sous-tension.

La figure 1 ci-après montre un exemple d'un sous-réseau du *BES* où l'on pourrait adopter un système de DST comme solution pour atténuer diverses conséquences de la perte de la ligne à 345 kV à deux circuits entre les jeux de barres A et B. Si cette *contingence* n'entraîne pas une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*, alors le système de DST (installé à un des jeux de barres B et D, ou aux deux) qui sert à atténuer cette contingence ne tomberait pas sous la définition d'un *programme de DST*. Cependant, si ce même système de DST servait à atténuer un impact négatif sur la fiabilité à l'extérieur de cette zone restreinte, on considérerait qu'il s'agit d'un problème de sous-tension touchant une zone étendue et le système de DST tomberait sous la définition de *programme de DST*.



*UVLS systems may be installed at either, or both, bus B and D

Figure 1 : Sous-système de DST

Anglais	Français
Rest of BES	Reste du <i>BES</i>
BES subsystem	Sous-réseau du <i>BES</i>
UVLS system	Système de DST
BES	<i>BES</i>
115 kV BUS C	115 kV Jeu de barres C
345 kV BUS A	345 kV Jeu de barres A
115 kV BUS D	115 kV Jeu de barres D
345 kV BUS B	345 kV Jeu de barres B
*UVLS systems may be installed at either, or both,	*Les systèmes de DST peuvent être installés à un

Anglais	Français
bus B and D	des jeux de barres B et D, ou aux deux

Précisions sur les exigences

Le tableau 1 présente une synthèse générale des exigences énoncées dans la présente norme.

Tableau 1 : Synthèse des exigences de la norme						
Exigence	Entité	Évaluer l'efficacité du programme	Respecter les spécifications et le calendrier du programme	Évaluer périodiquement le programme (intervalles fixes ou selon la performance)	Élaborer un <i>plan d'actions correctives</i> pour les lacunes du programme	Tenir à jour ou partager les données du programme
E1	PC ou TP	X				
E2	Entité DST		X			
E3	PC ou TP	X		X		
E4	PC ou TP	X		X		
E5	PC ou TP				X	
E6	PC					X
E7	Entité DST					X
E8	PC					X

Précisions sur l'exigence E1

Un *programme de DST* peut être élaboré et mis en œuvre soit pour servir de filet de sécurité afin de protéger le réseau contre des *contingences* extrêmes imprévues, soit pour obtenir un comportement particulier du réseau dans des *contingences* de transport connues pour lesquelles le délestage de charges est permis par les normes de fiabilité sur la planification du transport (TPL). Indépendamment du but visé, il est important que le *programme de DST* mis en œuvre soit efficace pour atténuer les effets des sous-tensions touchant le *BES* et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. La conception d'un *programme de DST* doit prendre en compte les consignes et les temporisations de tension, le taux de décroissance ou de rétablissement de la tension, les niveaux de transit de puissance, etc.

Pour que le *programme de DST* atteigne efficacement son but, il faut aussi le coordonner avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle qui peuvent influencer sur l'efficacité du programme. Certains de ces systèmes de protection et de contrôle comprennent notamment la protection des lignes de transport, les *plans de défense*, d'autres

programmes de délestage de charge en sous-tension, le réenclenchement automatique et la commande de condensateurs shunt, de réactances et de compensateurs statiques (SVS).

Par exemple, si un programme de DST a pour mission d'atténuer les effets d'événements de rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR) dans un grand centre de consommation qui comprend aussi une production locale, il est important que ce *programme de DST* soit coordonné avec la tenue aux creux de tension des groupes de production locaux. Les groupes de production proches d'un centre de consommation jouent un rôle crucial dans le soutien dynamique de la tension du réseau pendant des événements de FIDVR. Afin de profiter au maximum de la production raccordée au réseau, le mieux est probablement de délester la charge avant de mettre une production hors circuit ; cependant, à l'occasion, la séquence inverse peut être préférable. C'est pourquoi il convient de tenir compte de l'impact du rejet de production lors de la conception d'un *programme de DST*.

Un autre exemple à mettre de l'avant est celui de la coordination d'un *programme de DST* avec des dispositifs automatiques de débranchement d'inductances shunt s'il en existe dans le réseau. Habituellement, les inductances seront débranchées automatiquement après temporisation en cas de baisse de la tension. Dans de tels cas, il est souhaitable que le débranchement des inductances shunt intervienne avant le délestage de charge afin de préserver le réseau, ce qui peut nécessiter la coordination des temporisations associées au *programme de DST* avec celles du débranchement des inductances shunt.

Les exemples présentés ci-dessus montrent que, pour qu'un *programme de DST* soit efficace, il faut veiller à coordonner ce programme avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec les autres systèmes de protection et de contrôle.

Précisions sur l'exigence E2

Après avoir établi le besoin d'un *programme de DST*, le *coordonnateur de la planification (PC)* ou le *planificateur de réseau de transport (TP)* élabore un programme qui comprend des spécifications et un calendrier de mise en œuvre, lesquels sont ensuite communiqués aux entités DST conformément à l'exigence E1. Les spécifications peuvent comprendre des consignes de tension, des temporisations, la valeur de charge à délester et l'emplacement du délestage de charge. Si les entités DST ne respectent pas les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST*, celui-ci risque de manquer d'efficacité et de ne pas atteindre le but visé. L'entité DST doit documenter la bonne exécution de toutes les actions nécessaires pour la mise en œuvre du *programme de DST*.

De même, lorsqu'un *plan d'actions correctives* visant à éliminer les lacunes d'un *programme de DST* est élaboré par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* puis transmis aux entités DST conformément à l'exigence E5, les entités DST doivent respecter le *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre afin d'assurer l'efficacité du *programme de DST*. Chaque entité DST est tenue d'exécuter les actions du *plan d'actions correctives*, de documenter la mise en œuvre du plan et de conserver les pièces justificatives qui en font foi.

Les reports ou autres modifications pertinentes touchant des spécifications de *programme de DST* ou un *plan d'actions correctives* doivent être documentés de manière qu'on puisse savoir non seulement ce qui était projeté, mais ce qui a été exécuté. Selon la forme que choisira d'utiliser l'entité responsable pour la planification et la documentation, les pièces justificatives de bonne exécution pourront comprendre des ordres de travail approuvés, des imprimés de systèmes de gestion du travail, des chiffriers indiquant les travaux effectués par rapport aux travaux prévus, des feuilles de temps, des rapports d'inspection des travaux, des factures payées, des photographies, des rapports de revue générale, etc.

Par exemple, la documentation d'un *plan d'actions correctives* constitue une confirmation vérifiable d'avancement et d'achèvement du travail d'élimination de la lacune constatée dans le *programme de DST* :

Exemple 1 de *plan d'actions correctives* – Actions correctives pour un problème de déclenchement prématuré, avec actions préventives pour des installations semblables :

Le *PC* ou le *TP* reçoit d'une entité DST visée par son *programme de DST* des enregistrements de défaut indiquant qu'un groupe de relais de DST s'est déclenché à la valeur de sous-tension appropriée, mais avec une temporisation plus courte que prévu. Le *PC* ou le *TP* demande à l'entité DST de programmer une inspection sur place dans un délai de trois semaines. Les résultats de l'inspection confirment que la temporisation des relais est de 60 cycles au lieu de 90 cycles. Le *PC* ou le *TP* demande alors à l'entité DST de corriger à 90 cycles, dans un délai de huit semaines, la temporisation des relais de DST en cause.

Applicabilité à d'autres relais de DST – Le *PC* ou le *TP* élabore ensuite un calendrier avec l'entité DST afin que celle-ci vérifie et corrige au besoin la temporisation de tous les autres relais de DST dans un délai d'un an.

Le *PC* ou le *TP* confirme la vérification et la correction de la temporisation des relais pour tous les équipements de l'entité DST visés par le *programme de DST* du *PC* ou du *TP*.

Exemple 2 de *plan d'actions correctives* – Actions correctives pour un problème de microprogramme, avec actions préventives pour des installations semblables :

Le 4 juin 2014, le *PC* ou le *TP* reçoit des enregistrements de défaut d'une entité DST visée par son programme de DST. L'entité DST a aussi transmis ces enregistrements au fabricant, qui répond le 11 juin 2014 que le *fonctionnement incorrect*¹ du relais de DST est causé par une erreur dans la version 2 du microprogramme, et recommande d'installer la version 3. Le *PC* ou

1. La déclaration des *fonctionnements incorrects* de système de protection a été instaurée par les règles de procédure de la NERC adoptées par le Conseil d'administration de la NERC, section 1600 (demande de données ou d'information). Se reporter à la directive *Request for Data or Information – Protection System Misoperation Data Collection*, 14 août 2014.
http://www.nerc.com/pa/RAPA/ProtectionSystemMisoperations/PRC-004-3%20Section%201600%20Data%20Request_20140729.pdf.

le *TP* approuve le plan de l'entité DST consistant à installer la version 3 du microprogramme le 12 juin 2014.

Applicabilité à d'autres relais de DST – Le *PC* ou le *TP* élabore ensuite avec l'entité DST un calendrier d'installation de la version 3 du microprogramme dans tous les relais de DST de l'entité DST qui en ont la version 2. Le travail doit être terminé au plus tard le 31 décembre 2014.

Les mises à jour du microprogramme sont terminées le 4 décembre 2014.

Précisions sur l'exigence E3

En plus des études initiales requises pour élaborer un *programme de DST*, une évaluation complète (analyse détaillée) périodique est exigée afin de confirmer l'efficacité du programme. Cette évaluation, qui doit avoir lieu au moins une fois par 60 mois civils, permettra de connaître les effets cumulés des divers changements mineurs survenus dans le réseau depuis l'évaluation précédente. À l'occasion, un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* peut aussi déterminer qu'un changement important² dans la topologie du réseau ou dans les conditions de service remet en question l'efficacité du *programme de DST*, et que ce changement motive une évaluation complète. Quelle qu'en soit la raison, chaque évaluation doit déterminer pour chaque *programme de DST* si l'intégration et la coordination sont maintenues.

Cette évaluation complète est un complément à l'exigence de la norme TPL-001-4 qui prescrit une évaluation annuelle de l'impact des systèmes de protection. L'intervalle de 60 mois est identique à celui des normes TPL-001-4 et PRC-006-1.

Comme le stipule l'exigence E3, l'intervalle maximal entre les évaluations complètes est de 60 mois civils. Si un *coordonnateur de la planification* ou un *planificateur de réseau de transport* procède à une évaluation complète plus tôt pour les raisons indiquées plus haut, l'intervalle de 60 mois suivant est calculé à partir de la fin de cette évaluation.

2. Il est entendu que l'expression « changement important » prête à des interprétations diverses à l'échelle du continent. La décision de savoir s'il y a eu « changement important » incombe au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport*, et doit être appuyée par une justification technique documentée.

Précisions sur l'exigence E4

Après une excursion de tension, l'évaluation prescrite à l'exigence E4 a pour but d'évaluer 1) si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension et 2) le comportement de l'équipement du *programme de DST*. Cette évaluation comprendra normalement l'analyse des données de l'événement, comme la séquence pertinente d'événements ayant mené à la sous-tension (*contingences*, intervention des systèmes de protection, *plans de défense*, etc.) et des mesures sur le terrain permettant de mieux analyser le comportement du réseau. Une description complète du fonctionnement du *programme de DST* sera présentée, y compris les conditions de déclenchement (niveaux de tension, temporisations, etc.) et la valeur de délestage de charge pour chaque poste électrique touché. L'évaluation de l'événement vise à établir le degré d'efficacité du programme face à l'événement en question, ainsi qu'à déceler les lacunes qui devront faire l'objet d'un *plan d'actions correctives* selon l'exigence E5. Le *fonctionnement incorrect* d'un équipement de DST est traité comme une lacune. La déclaration des *fonctionnements incorrects* d'équipement de DST est encadrée par la directive de la NERC *Request for Data or Information – Protection System Misoperation Data Collection*³.

Les études et analyses de l'efficacité du *programme de DST* peuvent être semblables à celles prescrites aux exigences E1 et E3, mais doivent établir un lien clair entre l'évaluation de l'efficacité du programme (études avec simulations) et l'analyse de l'événement (mesures et données réelles) tel qu'il s'est produit. Par exemple, les écarts entre le comportement du réseau prévu et le comportement réel lors de l'événement en question seront analysés et les hypothèses de modélisation seront réévaluées. Toute divergence substantielle entre les simulations et l'événement réel fera l'objet d'un examen plus poussé.

Compte tenu de l'importance d'un événement qui entraîne le déclenchement d'un *programme de DST*, le délai de 12 mois civils donne suffisamment de temps pour analyser l'événement, procéder à l'évaluation et déceler les lacunes éventuelles. Ce délai est également prescrit dans la norme PRC-006-1.

Précisions sur l'exigence E5

L'exigence E5 procède d'un impératif de prudence en imposant la correction des problèmes constatés pendant l'évaluation d'un *programme de DST*. Selon les exigences E3 et E4, il faut procéder à l'évaluation d'un *programme de DST* en place :

- dans un délai de 12 mois civils suivant un événement ayant entraîné une excursion de tension pour laquelle le *programme de DST* a été conçu ;
- au moins une fois tous les 60 mois civils, afin de voir si les changements cumulatifs dans le réseau et les conditions de service remettent en question l'efficacité du *programme de DST*.

Puisque chaque *programme de DST* est unique, si des changements importants sont apportés à la topologie du réseau ou aux conditions de service, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur*

3. Se reporter à la note 1

de réseau de transport décidera si l'ampleur de ces changements est suffisante pour déclencher l'évaluation du *programme de DST* existant.

Un *plan d'actions correctives* consiste dans une liste d'actions, avec leurs échéances, à mettre en œuvre pour remédier à un problème particulier. Il s'agit d'un outil éprouvé pour résoudre des problèmes opérationnels. Selon l'exigence E5, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit élaborer un *plan d'actions correctives* et le transmettre aux entités DST pour mise en œuvre, afin de prévenir les lacunes futures dans le *programme de DST* et de réduire ainsi au minimum les risques pour le réseau. Il est essentiel de diagnostiquer la cause de toute lacune pour élaborer un *plan d'actions correctives* efficace afin d'éviter qu'un même problème ne se reproduise. De même, il y a lieu de réviser un *plan d'actions correctives* si l'on découvre des causes supplémentaires.

D'après l'expérience de l'industrie, et compte tenu des délais de coordination opérationnels, une échéance de trois mois civils à compter de la date de fin d'une évaluation constitue une contrainte temporelle raisonnable pour élaborer un *plan d'actions correctives*, y compris pour envisager des solutions de rechange et coordonner les ressources. Le délai de trois mois civils couvre uniquement l'élaboration du *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre, puis leur transmission aux entités DST ; il n'inclut pas le temps nécessaire pour la mise en œuvre du plan par les entités DST. Le calendrier de mise en œuvre est spécifié dans le cadre du *plan d'actions correctives* lui-même, et l'exécution conformément à ce calendrier est prescrite à l'exigence E2.

Précisions sur les exigences E6 à E8

Une base de données exacte sur les *programmes de DST* est nécessaire pour que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* puisse réaliser les études d'évaluation de la fiabilité du réseau et les analyses d'événement. Si les données manquent d'exactitude, les études d'évaluation annuelle de la fiabilité effectuées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* pourraient bien entraîner des résultats erronés, donc préjudiciables à la fiabilité du réseau. Par ailleurs, à partir de données inexactes, il est très difficile pour le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* de reproduire un événement de DST et d'en déterminer la cause première.

Pour alimenter la base de données sur les *programmes de DST*, chaque entité DST doit donc fournir des données exactes à son *coordonnateur de la planification*. Les données doivent être fournies conformément au format et au calendrier spécifiés par le *coordonnateur de la planification*, afin que celui-ci puisse constituer et tenir à jour une base de données exhaustive sur les *programmes de DST*. Une telle base de données permettra alors au *coordonnateur de la planification* d'entreprendre une évaluation de la fiabilité, une analyse d'événement ou une étude comparative, de diagnostiquer les problèmes du *programme de DST* et d'élaborer des *plans d'actions correctives*.

La base de données sur les *programmes de DST* peut comprendre, sans limitation, les éléments d'information suivants :

- le propriétaire et l'exploitant du *programme de DST* ;

- la quantité et l'emplacement de la charge des clients (ou le pourcentage de puissance raccordée) qui devra être interrompue ;
- les points de consigne de tension et les délais de déclenchement total correspondants ;
- le délai entre le début de l'événement et l'émission du signal de déclenchement ;
- le temps de fonctionnement des disjoncteurs ;
- tout autre système automatisé intégré à un *programme de DST* ou ayant une incidence sur celui-ci, comme les systèmes de protection de la production, les systèmes d'ilotage, les systèmes automatiques de remise en charge, les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) et les *plans de défense*.

En outre, le *coordonnateur de la planification* doit mettre à jour annuellement (une fois par année civile) la base de données sur les *programmes de DST*. Il s'agit ici d'amener les entités DST à revoir leurs données annuellement et à communiquer tout changement aux *coordonnateurs de la planification*, afin que ceux-ci puissent maintenir les bases de données bien à jour et exactes aux fins des analyses d'événement et d'autres évaluations.

Enfin, chaque *coordonnateur de la planification* est tenu de transmettre l'information aux autres *coordonnateurs de la planification* et aux *planificateurs de réseau de transport* de son *Interconnexion*, ainsi qu'à d'autres entités fonctionnelles ayant un besoin en matière de fiabilité, dans les 30 jours civils suivant la réception d'une demande écrite. Ce délai de 30 jours civils est jugé raisonnable et est bien accepté dans l'industrie. Par ailleurs, cette exigence de partage de la base de données avec les entités fonctionnelles visées va dans le sens de la prescription de la FERC qui demande une démarche intégrée et coordonnée pour les *programmes de DST* (paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC).

Questions et réponses

Afin de répondre de façon synthétique à des points fréquemment abordés dans les commentaires qui lui sont adressés dans le cadre du projet 2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (norme PRC-010-1 proposée), l'équipe de rédaction a préparé l'exposé suivant sous forme de questions et réponses.

Introduction

Ce document de questions et réponses a été créé pendant l'élaboration de la norme PRC-010-1 (*Délestage de charge en sous-tension*)^{4, 5} afin de répondre de façon synthétique à des points fréquemment abordés dans les commentaires concernant l'approche et l'objectif de l'équipe du projet

4. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-010-1&title=Undervoltage%20Load%20Shedding).

5. Adoption par le Conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

2008-02 sur le délestage de charge en sous-tension (DST)⁶ (ci-après « l'équipe de rédaction »). Ce document synthèse a été inspiré par les communications reçues pendant les périodes de commentaires et lors de plusieurs séances de consultation auprès de l'industrie. Tous les commentaires transmis par l'industrie pendant les périodes de commentaires sont consultables sur la page du projet.

Après l'adoption de la norme PRC-010-1, l'équipe de rédaction a apporté à celle-ci des retouches concernant la détection et la correction des *fonctionnements incorrects* des équipements de DST⁷. Ce document de questions et réponses a été remanié afin de mieux expliquer l'approche et l'objectif de l'équipe de rédaction pendant l'élaboration de la version PRC-010-2 en ce qui a trait aux *fonctionnements incorrects* des équipements de DST.

But visé par la révision des normes

1) Qu'est-ce qui a motivé la révision des normes existantes sur le DST ?

Le déclencheur initial de la révision des normes existantes sur le DST réside dans le paragraphe 1509 de l'[Ordonnance 693](#) de la FERC⁸, qui demande à l'ERO de modifier la norme PRC-010-0 de manière à « exiger une démarche intégrée et coordonnée pour tous les systèmes de protection du réseau « Bulk-Power System », y compris ceux des groupes de production et des lignes de transport, la tenue aux creux de tension des groupes de production ainsi que les programmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) et en sous-tension (DST). » En outre, le Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada ([Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations](#))⁹ a démontré qu'une coordination appropriée aurait atténué l'ampleur de la panne si le DST avait été utilisé à bon escient.

Cette révision a aussi été motivée par d'autres considérations, notamment : 1) les recommandations du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) de la NERC, dans son examen technique des normes relatives au DST ([Technical Review of UVLS-Related Standards](#))¹⁰ de décembre 2010, à l'effet de combiner les quatre normes existantes sur le DST, de réviser l'applicabilité pour désigner des entités responsables de la conception, de la mise en œuvre et de la coordination des programmes de DST, de créer une exigence pour l'évaluation de la coordination entre les programmes de DST et tous les autres systèmes de protection, et de différencier la validation d'un programme de DST après un événement et la vérification du bon fonctionnement des équipements de DST ; 2) le fait que les normes existantes sur le DST n'étaient pas rédigées selon le format actuel axé sur les résultats ; 3) le fait que la révision précédente des normes sur le délestage de charge en sous-fréquence (DSF) a débouché sur la fusion de

6. <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project-2008-02-Undervoltage-Load-Shedding.aspx>).

7. Se reporter au projet 2010-05.1, qui porte sur l'élaboration de la norme PRC-004-3 sur la détection et la correction des fonctionnements incorrects des systèmes de protection en même temps que la norme PRC-010-1. (http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project2010-05_Protection_System_Misoperations.aspx).

8. http://www.nerc.com/docs/docs/ferc/order_693.pdf.

9. <http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf>.

10. [http://www.nerc.com/docs/pc/spctf/PRC-010_022%20Report Approved 20101208.pdf](http://www.nerc.com/docs/pc/spctf/PRC-010_022%20Report%20Approved%2020101208.pdf).

types semblables d'exigences ; et 4) les recommandations du comité d'expertise indépendant, qui comportaient une évaluation de l'applicabilité et du degré de spécificité des normes existantes.

L'équipe de rédaction considère qu'un manque de coordination entre les systèmes de protection présente un risque certain pour la fiabilité. C'est pourquoi, pendant le processus de révision, l'équipe de rédaction a conclu à la nécessité d'évaluer et de fusionner les normes existantes sur le DST, dans l'esprit des initiatives actuelles d'élaboration des normes de fiabilité, et afin d'établir des exigences claires et complètes pour l'utilisation et la coordination des systèmes de DST.

2) Les programmes de DST n'étant pas obligatoires, pourquoi est-il jugé nécessaire de les réglementer ?

Selon l'équipe de rédaction, un constat important se dégage du Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada, à savoir que la coordination du DST avec d'autres systèmes de protection aurait pu atténuer les effets de la panne si le DST avait été utilisé à bon escient. Les programmes de DST ne sont pas obligatoires ; toutefois, s'il est déterminé qu'un tel mécanisme est nécessaire pour assurer la fiabilité du réseau et qu'un programme de DST est installé, ce type de programme doit être correctement coordonné, mis en œuvre et évalué au regard des risques potentiels pour la fiabilité. Un certain degré d'efficacité doit donc être exigé pour protéger adéquatement la fiabilité du réseau. Il est à noter que les normes PRC-010-1 et PRC-010-2 utilisent le terme défini « *programme de DST* », ce qui limite leur applicabilité aux programmes de délestage de charge en sous-tension dont le fonctionnement influe sur la fiabilité du réseau¹¹.

Coordination avec le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence

3) La norme EOP-003-2 comporte des exigences potentiellement redondantes avec celles de la norme PRC-010-1 proposée ; comment cette situation est-elle gérée ?

Dans le cadre de son examen quinquennal, l'équipe du projet 2009-03 sur les mesures d'urgence (EOP) a déterminé que les exigences E2, E4, et E7 de la norme EOP-003-2 (*Plans de délestage de charge*¹²) seraient mieux à leur place dans le projet 2008-02 sur le DST. Les deux projets ont été coordonnés de manière à évoluer en synchronisme relativement à ces exigences. Le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence propose de réviser et de fusionner les normes EOP-001-2.1b (*Planification des mesures d'urgence*¹³), EOP-002-3 (*Défaillances en puissance et en énergie*¹⁴) et EOP-003-2 afin de créer la norme EOP-011-1, tout en retirant les exigences susmentionnées de la norme EOP-003-2 (entre autres révisions) ; le document de mise en correspondance du projet 2008-02 sur le DST indiquera comment les

11. Le terme « programme de DST » utilisé dans le présent document a été adopté par le Conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

12. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-003-2&title=Load%20Shedding%20Plans.

13. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-001-2.1b&title=Emergency%20Operations%20Planning.

14. http://www.nerc.com/_layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-002-3&title=Capacity%20and%20Energy%20Emergencies.

exigences retirées seront récupérées dans la norme PRC-010-1. Les normes EOP-011-1 (*Mesures d'urgence*¹⁵) et PRC-010-1 auront des dates d'entrée en vigueur coordonnées ; ces normes seront affichées et mises aux voix séparément mais en même temps, afin que les membres de l'industrie aient une idée claire de la transition. Pour de plus amples renseignements, consulter le plan de coordination du projet 2008-02 sur le DST affiché sur la page du projet.

Définition de programme de DST

4) Pourquoi le nouveau terme défini « *programme de DST* » est-il jugé nécessaire ?

L'équipe de rédaction a jugé nécessaire de créer le terme « programme de DST » et de l'ajouter au [Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité de la NERC](#)¹⁶ (le « glossaire de la NERC ») parce que différents types de système de DST doivent être soumis à des exigences de fiabilité distinctes. Ce terme permet de préciser que la norme PRC-010-1 s'applique à tout « programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes répartis servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le *système de production-transport d'électricité (BES)* et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. »

Cette définition exclut les relais à action locale qui sont conçus pour protéger une zone circonscrite ou, autrement dit, qui ne sont pas conçus pour atténuer un effondrement de la tension dans une zone étendue. Cette exclusion n'est pas exprimée explicitement dans la définition, car la notion de zone « locale » ou « étendue » varie grandement à l'échelle du continent et pourrait être interprétée différemment par les vérificateurs et par les entités fonctionnelles visées. C'est pourquoi la définition est formulée de manière à offrir au coordonnateur de la planification ou au planificateur de réseau de transport la latitude voulue pour déterminer si un système de DST répond à la définition précitée compte tenu de son impact sur la fiabilité du *BES* (instabilité de la tension, effondrement de la tension ou *déclenchements en cascade*). Afin d'aider à comprendre l'exclusion souhaitée, d'autres explications et un exemple sont présentés à la section *Éclaircissements et commentaires techniques* des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, sous la rubrique *Directives pour la définition de programme de DST*.

La définition spécifie que le terme exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. Ce type de délestage est exclu parce que, selon l'équipe de rédaction, la conception et les caractéristiques des systèmes de délestage de charge en sous-tension à commande centralisée sont comparables à celles d'un *automatisme de réseau* ou d'un *plan de défense*, et que les normes de fiabilité applicables à ces derniers doivent aussi s'appliquer à ces systèmes de délestage. Pour plus de détails, consulter la section *Éclaircissements et commentaires techniques* des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, sous la rubrique *Directives pour la définition de programme de DST*.

15. <http://www.nerc.com/ layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=EOP-011-1&title=Emergency%20Operations>).

16. http://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf.

5) L'exclusion de certains types de DST dans la définition va-t-elle à contresens de l'approche « intégrée » indiquée au paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC ?

Le terme défini « programme de DST » précise quels systèmes de DST ne sont pas visés par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2. Les exclusions qui en découlent pour ces versions de la norme ne s'opposent aucunement à une approche « intégrée », car la norme exige qu'une entité veille à la coordination avec tous les autres systèmes de protection et de contrôle, lesquels peuvent comprendre d'autres types de DST (relais de DST à action locale et DST à commande centralisée).

6) Où traitera-t-on des exigences applicables au délestage en sous-tension à commande centralisée ?

Comme il est expliqué dans la réponse précédente, les exigences des normes PRC-010-1 et PRC-010-2 s'appliquent selon la définition proposée pour le terme « programme de DST » dans le glossaire de la NERC, qui exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée puisque sa conception et ses caractéristiques sont comparables à celles d'un *automatisme de réseau* ou d'un *plan de défense*. Cependant, pendant l'élaboration de la définition d'« automatisme de réseau » associée à la norme PRC-010-1, la définition en vigueur dans le glossaire de la NERC excluait le DST. Par conséquent, le travail dans le cadre du projet 2010-05.2 sur les *automatismes de réseau* (phase 2 du projet sur les *systèmes de protection*) a intégré la définition d'« *automatisme de réseau* » à celle du terme unique « *plan de défense*¹⁷ » dans le glossaire de la NERC. Les révisions à la définition excluent spécifiquement les *programmes de DST*, ce qui a pour effet d'inclure le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée.

Par conséquent, l'ajout du terme « *programme de DST* » et la révision en conséquence du terme « *plan de défense* » clarifient le fait que les normes relatives aux *plans de défense* sont applicables au délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. Le plan de mise en œuvre de la définition révisée de « *plan de défense* » prévoira le cas d'entités pour lesquelles l'application du terme défini entraîne la désignation de *plans de défense*.

Comme pour l'effort de coordination avec le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence dont il est question plus haut, le projet 2008-02 sur le DST et le projet 2010-05.2 sur les *automatismes de réseau* ont été coordonnés de manière à harmoniser les dates d'entrée en vigueur des définitions adoptées pour les termes « *plan de défense* » et « *programme de DST* », des normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 ainsi que de tous les retraits connexes.

7) La définition du terme « programme de DST » s'applique-t-elle à un ensemble de relais de DST indépendants ?

Non ; un ensemble de relais indépendants ne constitue pas en soi un programme. Bien que la définition stipule qu'un *programme de DST* est constitué de relais et de commandes répartis, la définition précise qu'il doit s'agir d'un « programme de délestage de charge automatique constitué de relais et de commandes répartis servant à atténuer les effets des sous-tensions touchant le *système de production* ».

17. Adoption par le Conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

transport d'électricité (BES) et entraînant une instabilité de la tension, un effondrement de la tension ou des *déclenchements en cascade*. Cette définition exclut le délestage de charge en sous-tension à commande centralisée. »

Applicabilité

8) Pourquoi emploie-t-on l'expression « *coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport* » ?

Les normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 visent à la fois les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport*, car les uns comme les autres peuvent être chargés de concevoir et de coordonner le *programme de DST* d'après des contrats, des protocoles d'entente ou des tarifs. L'expression « *coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport* » accorde la latitude voulue pour que les exigences de la norme s'appliquent à l'entité qui doit agir. Ce ne sont pas les deux entités qui sont tenues d'agir ; celles-ci doivent plutôt s'entendre entre elles pour décider si l'entité responsable doit être le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*. En outre, les exigences qui comportent cette expression ont une formulation particulière pour caractériser l'entité responsable. Par exemple, l'exigence E1 indique que « *chaque coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport qui élabore un programme de DST doit...* ». Cette précision indique que l'entité qui élabore le programme est l'entité visée.

9) Pourquoi l'*exploitant de réseau de transport* n'est-il pas visé ?

Bien que l'*exploitant de réseau de transport* puisse être concerné par les activités relatives aux *programmes de DST*, l'équipe de rédaction n'a déterminé aucune exigence qui s'appliquerait à l'*exploitant de réseau de transport* dans le cadre des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, car l'*exploitant de réseau de transport* n'a pas les ressources nécessaires pour mettre en œuvre les spécifications du programme. Si le *propriétaire d'installation de transport* délègue certaines responsabilités à l'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* demeure l'entité responsable.

Dans la mesure où l'*exploitant de réseau de transport* est tenu d'être au courant des relais et des systèmes de protection du réseau, l'équipe de rédaction précise que cette situation est couverte par l'exigence E1 de la norme PRC-001-1.1 (*Coordination de la protection du réseau*¹⁸). Il est également à noter que le délestage manuel, qui relève de l'*exploitant de réseau de transport*, n'est pas visé par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2, mais par la norme EOP-003-2 actuelle, et qu'il le sera ultérieurement par la norme EOP-011-1 proposée (voir le projet 2009-03 sur les mesures d'urgence).

10) Qu'en est-il des systèmes de DST appartenant à des *propriétaires d'installation de transport*, à des *distributeurs* ou à des *exploitants de réseau de transport* et qui ne sont pas exigés par l'entité planificatrice ?

18. <http://www.nerc.com/ layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-001-1.1&title=System%20Protection%20Coordination>.

Les normes de fiabilité PRC-010-1 et PRC-010-2 emploient expressément le terme « *programme de DST* ». L'équipe de rédaction souligne qu'un *programme de DST*, étant donné les attributs qui le définissent, est forcément exigé et élaboré par un coordonnateur de la planification ou un *planificateur de réseau de transport*. La nature d'un système de DST exigé ou élaboré par un *distributeur*, un *exploitant de réseau de transport* ou un *propriétaire d'installation de transport* ne correspondrait pas à la définition de « *programme de DST* » et n'aurait donc pas les caractéristiques voulues pour être visé par les normes PRC-010-1 et PRC-010-2.

Exigences E1, E3, E4 et E5

11) Quels sont les éléments requis pour évaluer la coordination selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1 ?

L'exigence E1 stipule que chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui élabore un *programme de DST* doit en évaluer la viabilité et l'efficacité avant sa mise en œuvre. Cette évaluation se doit d'englober des études et analyses qui sous-tendent l'élaboration du programme et qui montrent comment celui-ci remédie aux conditions de sous-tension qui ont motivé sa conception. Ces études et analyses doivent aussi montrer que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle. La formulation de cette exigence vise à accorder la latitude nécessaire pour déterminer adéquatement l'efficacité du programme, notamment au chapitre de la coordination, compte tenu des caractéristiques du réseau. Des indications plus détaillées et des exemples relatifs à la coordination sont présentés à la section *Éclaircissements et commentaires techniques*, sous la rubrique *Précisions sur l'exigence E1*.

12) Les exigences E1, E3 et E4 semblent toutes concerner l'évaluation de l'efficacité du *programme de DST* ; en quoi diffèrent-elles les unes des autres ?

Les exigences E1, E3 et E4 demandent toutes d'évaluer l'efficacité du programme, mais à des moments différents.

L'exigence E1 concerne l'évaluation de l'efficacité du programme (précisée au moyen des alinéas) au début de l'élaboration du programme ou à l'étape de la planification initiale, avant la mise en œuvre. L'exigence E3 vise les mêmes objectifs d'évaluation de l'efficacité, mais lors d'un examen périodique obligatoire (au moins une fois tous les 60 mois civils). L'exigence E4 concerne l'évaluation d'un *programme de DST* après un événement (excursions de tension applicables), et vise à évaluer si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension associés à l'événement.

Il est à noter qu'en raison des activités distinctes de chaque exigence, les lacunes décelées dans un *programme de DST* par suite des évaluations prescrites aux exigences E3 ou E4 ne constituent pas une non-conformité à l'exigence E1.

13) Selon l'exigence E4, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit en principe examiner toutes les excursions de tension ; n'est-ce pas un fardeau indu ?

Bien que l'exigence E4 demande en principe au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* d'examiner toutes les excursions de tension pour déterminer si la tension est tombée sous le seuil de déclenchement du *programme de DST*, l'équipe de rédaction est d'avis que cette détermination est facile. En effet : a) ou bien les dispositifs de DST se déclenchent ; b) ou bien on observe dans le réseau les conditions défavorables que cherche à prévenir le *programme de DST*.

Par ailleurs, l'équipe de rédaction reconnaît que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*, puisqu'il n'est pas une entité exploitante, peut ne pas être en mesure de savoir quand des excursions de tension se produisent. Cependant, les pratiques habituelles des services publics d'électricité prévoient un processus par lequel l'*exploitant de réseau de transport*, le *propriétaire d'installation de transport* ou le *distributeur* signale de telles excursions de tension au *planificateur de réseau de transport* ou au *coordonnateur de la planification*.

14) La norme PRC-022-1 prescrivait l'analyse des *fonctionnements incorrects* des systèmes de DST. Comment cette problématique est-elle traitée dans la norme PRC-010-1?

Le rapport du sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau (SPCS) recommandait notamment d'établir une distinction claire entre d'une part le processus consistant à valider après un événement l'efficacité de la conception du *programme de DST*, sa coordination avec d'autres systèmes de protection et de contrôle ainsi que le besoin éventuel de modifier la conception du programme (activités visées par la norme PRC-010-1), et d'autre part le processus consistant à vérifier le bon fonctionnement de l'équipement de DST. Comme la norme PRC-010-1 ne donnait aucune indication quant aux *fonctionnements incorrects* de l'équipement de DST, l'équipe de rédaction a apporté un changement subséquent et créé la norme PRC-010-2. Cette nouvelle version (PRC-010-2) exige que l'évaluation prescrite à l'exigence E4 s'étende au comportement (fonctionnement ou non-fonctionnement) de l'équipement du *programme de DST*.

Par suite de l'évaluation, l'exigence E5 demande d'élaborer un *plan d'actions correctives* visant à éliminer toute lacune décelée. Cette articulation des exigences fait en sorte que l'équipement de *programme de DST* sera évalué afin de déceler tout *fonctionnement incorrect* qui pourrait nuire à la fiabilité du BES. Toutefois, l'équipe de rédaction est demeurée convaincue pendant l'élaboration de la norme PRC-010-1 que la vérification du bon fonctionnement de l'équipement de DST relève en fait de la norme PRC-004, et a donc inclus dans la norme PRC-004-5 proposée une mention des systèmes de DST destinés à mettre hors circuit un ou plusieurs éléments du BES.

Exigences E6, E7 et E8

15) Les exigences E6, E7 et E8 font-elles double emploi avec celles de la norme MOD-032-1 ?

Bien que des prescriptions en matière de données soient présentes à la fois dans la norme MOD-032-1 (*Données de modélisation et d'analyse des réseaux électriques*¹⁹) et dans les exigences E6, E7 et E8 des normes PRC-010-1 et PRC-010-2, la différence essentielle est la suivante : la norme MOD-032-1 établit

19. <http://www.nerc.com/ layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=MOD-032-1&title=Data%20for%20Power%20System%20Modeling%20and%20Analysis>.

des exigences globales en matière de format et de procédures de déclaration pour les données de modélisation, tandis que les exigences des normes PRC-010-1 et PRC-010-2 concernent le besoin de tenir à jour et de partager des données et des bases de données aux fins des études servant spécifiquement à l'analyse d'événements pour les *programmes de DST*. Bien que les normes de fiabilité en général puissent montrer ainsi certains chevauchements, les activités visées par ces exigences restent tout à fait distinctes.

16) Les exigences E6, E7 et E8 semblent de nature administrative ; est-ce que cela ne contredit pas les critères du projet Paragraphe 81²⁰ ?

Une bonne tenue à jour et un partage en temps utile des données des *programmes de DST*, conformément aux exigences E6, E7 et E8, sont nécessaires pour informer le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* des études et des analyses disponibles. Bien que des tâches administratives soient effectivement demandées, ces tâches répondent à un besoin essentiel en matière de fiabilité.

En outre, les exigences E6, E7 et E8 sont le parallèle des exigences en matière de données de la norme PRC-006-2 (*Délestage en sous-fréquence automatique*)^{21, 22} approuvée par la FERC. Bien que certaines de ces exigences parallèles de la norme PRC-006-2 soient ciblées pour la phase 2 du projet Paragraphe 81, elles n'ont pas encore été déclarées conformes aux critères ; en outre, le comité d'expertise indépendant recommande de ne pas supprimer ces candidats au projet Paragraphe 81, invoquant « la nécessité d'attentes claires envers les *coordonnateurs de la planification* pour qu'ils partagent les données nécessaires pour déterminer les paramètres de leurs programmes de DSF. »

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, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de la section Applicabilité

La présente norme vise les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* qui ont un *programme de DST* ou qui en préparent un, ainsi que les *distributeurs* et *propriétaires d'installation de transport* responsables de la propriété, de l'exploitation ou du contrôle de l'équipement de DST conformément au *programme de DST* élaboré par le *planificateur de réseau de transport* ou le *coordonnateur de la planification*. Ces *distributeurs* et ces *propriétaires d'installation de transport* sont appelés « entités DST » aux fins de la présente norme.

20. Se reporter au document du comité d'expertise indépendant (IERP). Référence :

http://www.nerc.com/pa/Stand/Standard%20Development%20Plan/Standards_Independent_Experts_Review_Project_Report-SOTC_and_Board.pdf.

21. <http://www.nerc.com/ layouts/PrintStandard.aspx?standardnumber=PRC-006-2&title=Automatic%20Underfrequency%20Load%20Shedding>.

22. Adoption par le Conseil d'administration de la NERC le 14 novembre 2014.

La norme vise à la fois les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport*, car les uns comme les autres peuvent être chargés de concevoir et de coordonner le *programme de DST* d'après des contrats, des protocoles d'entente ou des tarifs.

L'expression « *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* » donne la latitude voulue pour que les exigences de la norme s'appliquent à l'entité qui doit agir. Ce ne sont pas les deux entités qui sont tenues d'agir ; celles-ci doivent plutôt s'entendre entre elles pour décider si l'entité responsable doit être le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E1

Au paragraphe 1509 de son Ordonnance 693, la FERC demande à la NERC d'exiger une démarche intégrée et coordonnée pour tous les systèmes de protection. L'équipe de rédaction convient qu'un manque de coordination entre les systèmes de protection présente un risque certain pour la fiabilité, et que chaque *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* qui crée un *programme de DST* devrait en évaluer la viabilité et l'efficacité avant sa mise en œuvre. Cette évaluation se doit d'englober les études et analyses qui sous-tendent l'élaboration du programme et qui montrent comment celui-ci remédie aux conditions de sous-tension qui ont mené à sa conception. Ces études et analyses devraient aussi montrer que le *programme de DST* est intégré par la coordination avec la tenue aux creux de tension des groupes de production et avec d'autres systèmes de protection et de contrôle. Bien qu'elles soient présentées comme des éléments séparés, l'équipe de rédaction reconnaît que les études qui traitent des questions de coordination et celles qui concernent les problèmes de sous-tension peuvent être interreliées et présentées sous la forme d'une seule et même analyse globale.

En outre, l'exigence E1 demande aussi au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* de transmettre les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST* aux entités DST chargées d'exécuter le programme. Il est noté que les études visant à évaluer l'efficacité du programme devront être terminées avant la transmission des spécifications et du calendrier de mise en œuvre.

Justification de l'exigence E2

Les entités DST sont tenues de mettre en œuvre un *programme de DST* ou les actions correctives demandées pour celui-ci conformément aux spécifications et au calendrier fournis par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*. Si les entités DST ne respectent pas les spécifications et le calendrier de mise en œuvre du *programme de DST*, celui-ci risque de manquer d'efficacité et de ne pas atteindre le but visé.

Justification de l'exigence E3

Une évaluation complète périodique (analyse détaillée) doit permettre de connaître les effets cumulés de divers changements mineurs survenus dans le réseau depuis l'évaluation précédente, et doit

comprendre une évaluation de chaque *programme de DST* afin de maintenir l'intégration et la coordination. Cette évaluation complète vient s'ajouter à l'exigence de la norme TPL-001-4 qui prescrit une évaluation annuelle de l'impact des systèmes de protection.

À partir des connaissances et de l'expérience des membres de l'équipe de rédaction, et compte tenu des délais associés à des exigences semblables dans d'autres normes de fiabilité PRC, l'intervalle maximal admissible entre les évaluations a été fixé à 60 mois civils. L'évaluation sera effectuée avant la fin du délai de 60 mois civils si le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* considère que des changements importants dans la topologie du réseau ou dans les conditions de service remettent en question l'efficacité d'un *programme de DST*. Il est à noter que le délai de 60 mois civils recommence à courir après chaque évaluation.

Justification de l'exigence E4

Un *programme de DST* qui ne fonctionne pas comme prévu pendant une excursion de tension pour laquelle il a été conçu présente un risque sérieux pour la fiabilité du réseau. C'est pourquoi il est essentiel de mener en temps utile une évaluation pour déterminer 1) si le *programme de DST* a remédié aux problèmes de sous-tension et 2) le comportement de l'équipement du *programme de DST* associé à l'événement en question. Le délai de 12 mois civils (à compter de la date de l'événement) offre suffisamment de temps pour établir la coordination avec d'autres *coordonnateurs de la planification, planificateurs de réseau de transport, exploitants de réseau de transport* et entités DST, pour simuler les conditions avant et après l'événement et pour terminer l'évaluation de l'efficacité du *programme de DST*.

Justification de l'exigence E5

Si des lacunes sont constatées pendant une évaluation selon l'exigence E3 ou E4, le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* doit élaborer un *plan d'actions correctives* afin de corriger ces lacunes. À partir des connaissances et de l'expérience des membres de l'équipe de rédaction en matière d'études de DST, un délai de trois mois civils a été jugé être un compromis judicieux entre l'impératif de corriger rapidement les lacunes préjudiciables à la fiabilité et le temps nécessaire pour envisager diverses solutions possibles, coordonner les ressources, élaborer un *plan d'actions correctives* et un calendrier de mise en œuvre, puis communiquer ce plan et son calendrier aux entités DST.

Il est à noter que ce délai de trois mois civils couvre uniquement l'élaboration du *plan d'actions correctives* et son calendrier de mise en œuvre, puis leur transmission aux entités DST ; il n'inclut pas le temps nécessaire pour la mise en œuvre du plan par les entités DST. C'est l'exigence E2 qui oblige les entités DST à exécuter le *plan d'actions correctives* conformément au calendrier transmis par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport*.

Justification de l'exigence E6

Le *coordonnateur de la planification* doit disposer de données exactes et à jour pour les études de sous-tension et pour les analyses d'événement. L'exigence E6 vise à répondre à ce besoin de fiabilité en demandant au *coordonnateur de la planification* de mettre à jour au moins une fois par année civile sa base de données sur les *programmes de DST*.

Justification de l'exigence E7

Le *coordonnateur de la planification* doit disposer de données exactes et à jour pour les études de sous-tension et pour les analyses d'événement. L'exigence E7 vise à répondre à ce besoin de fiabilité en demandant aux entités DST de fournir les données relatives aux *programmes de DST* conformément aux paramètres indiqués.

Justification de l'exigence E8

L'exigence E8 va dans le sens de la démarche intégrée et coordonnée en matière de *programmes de DST* demandée au paragraphe 1509 de l'Ordonnance 693 de la FERC, en stipulant que les bases de données sur les *programmes de DST* doivent être partagées avec les *coordonnateurs de la planification* et les *planificateurs de réseau de transport* des zones voisines dans un délai raisonnable. Ces bases de données doivent aussi être transmises, sur demande, aux entités fonctionnelles qui ont un besoin en matière de fiabilité, par exemple les *exploitants de réseau de transport* qui établissent les *limites d'exploitation du réseau* et les *coordonnateurs de la fiabilité* qui établissent les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion*.

Norme PRC-010-2 — Délestage de charge en sous-tension

Annexe QC-PRC-010-2

Dispositions particulières de la norme PRC-010-2 applicables au Québec

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

A. Introduction

1. Titre : Délestage de charge en sous-tension

2. Numéro : PRC-010-2

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Aucune.

5. Date d'entrée en vigueur :

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

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

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

Date proposée d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 2 avril 2017.

Cette norme doit être mise en vigueur en même temps que l'ajout de la définition «programme de DST» et la modification du terme de glossaire « plan de défense ».

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

1.2. Conservation des pièces justificatives

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

Norme PRC-010-2 — Délestage de charge en sous-tension

Annexe QC-PRC-010-2

Dispositions particulières de la norme PRC-010-2 applicables au Québec

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissement et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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