

**Justification technique
(versions française et anglaise)**

NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION

Préparation et exploitation en situation d'urgence

Justification technique de la
norme de fiabilité EOP-011-2

Avril 2021

FIABILITÉ | RÉSILIENCE | SÉCURITÉ



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

Table des matières

Préface	iii
Introduction.....	iv
Exigences E7 et E8.....	1
Annexe 1 : Justification technique de la norme de fiabilité EOP-011-1	3
Justifications.....	3

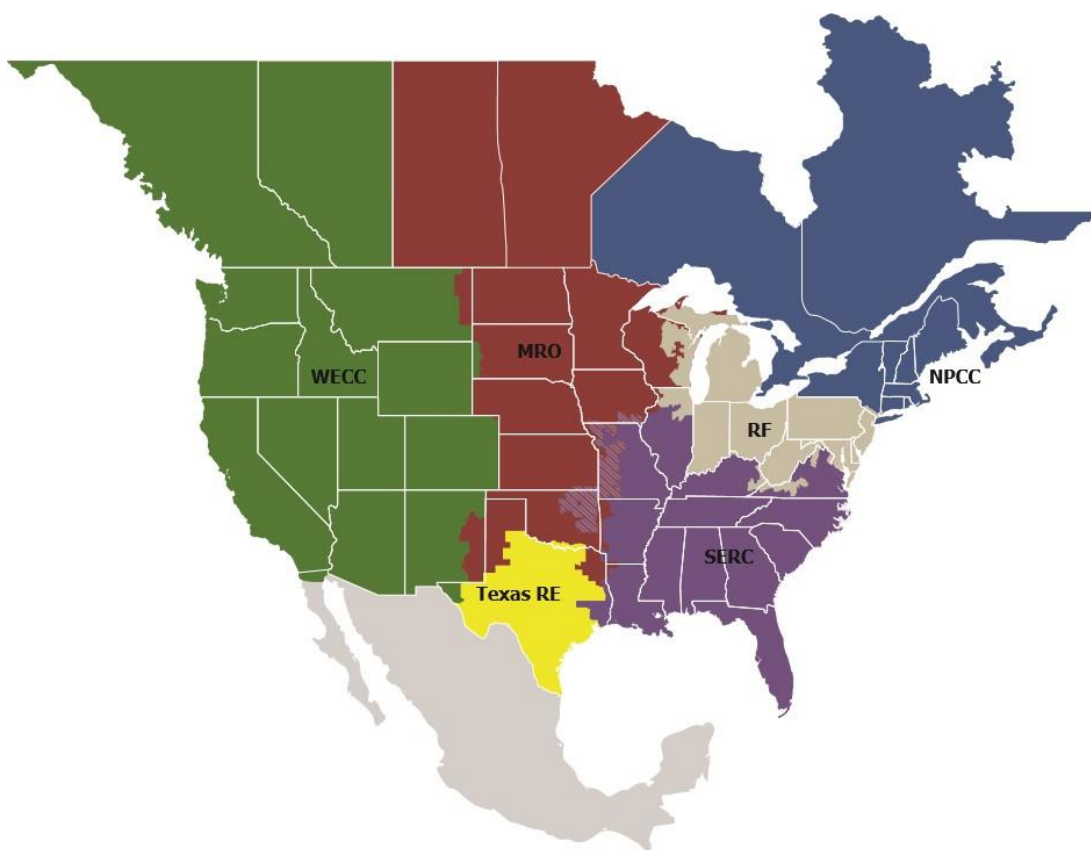
Préface

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

Fiabilité | Résilience | Sécurité

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

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



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

Introduction

Ce document expose la justification technique de la *norme de fiabilité* EOP-011-2 proposée. Il vise à guider les parties prenantes ainsi que l'ERO dans la compréhension des exigences de cette *norme de fiabilité* relatives aux conditions de temps froid. Il présente aussi des précisions sur les intentions de l'équipe de rédaction quant à ces exigences. Le présent document, *Justification technique de la norme de fiabilité EOP-011-2*, n'est pas une norme de fiabilité et son contenu ne doit donc pas être considéré comme obligatoire et exécutoire.

Exigences E7 et E8

Justification de l'exigence E7

Le rapport intitulé *The South Central United States Cold Weather Bulk Electric System Event of January 17, 2018* produit par la FERC et la NERC (le « Rapport ») recommande de modifier les normes de fiabilité afin de demander aux *propriétaires d'installation de production* de mettre en œuvre « des mesures d'hivérization pour les groupes de production afin de les préparer au [temps froid] ». Les plans et procédures des *propriétaires d'installation de production* doivent comprendre, notamment, des mesures nécessaires et appropriées de protection contre le gel, des activités périodiques d'entretien et d'inspection de ces mesures, des valeurs précises de température ambiante de conception ainsi que des limitations d'exploitation des groupes de production et leurs valeurs de fonctionnement prévues par temps froid.

Afin de répondre à ces recommandations du Rapport, l'équipe de rédaction (SDT) a créé l'exigence E7 qui demande à chaque *propriétaire d'installation de production* de mettre en œuvre et de tenir à jour un ou des plans de préparation aux conditions de temps froid pour ses groupes de production visés par la norme. La norme demande que les plans de préparation aux conditions de temps froid indiquent des limitations d'exploitation des groupes de production par temps froid ainsi que d'autres informations sur leur disponibilité et leur capacité, et comprennent une exigence d'inspection et d'entretien annuels des groupes de production.

En outre, l'exigence E7 demande à chaque *propriétaire d'installation de production* d'établir des données exactes qui doivent comprendre la température minimale de conception des groupes de production (capacité nominale) par temps froid. Si une telle information n'est pas disponible en raison de la situation du ou des groupes de production, le SDT a prévu deux options supplémentaires pour obtenir une valeur représentative de la température de conception : l'historique des températures minimales d'exploitation ou une analyse technique permettant de déterminer la température minimale de service actuelle par temps froid.

Justification de l'exigence E8

Afin de répondre à la recommandation du Rapport de demander aux *exploitants d'installation de production* et aux *propriétaires d'installation de production* de « former leurs opérateurs aux particularités des conditions hivernales et des installations », le SDT a créé l'exigence E8. Celle-ci demande à chaque *exploitant d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de production* de donner une formation spécifique aux groupes de production à son personnel de maintenance et d'exploitation chargé de mettre en œuvre le ou les plans de préparation établis conformément à l'exigence E7. Le SDT spécifie que l'exigence E8 vise tant le *propriétaire d'installation de production* que l'*exploitant d'installation de production*, d'après les rôles et responsabilités établis dans le modèle fonctionnel, puisque ces deux entités peuvent avoir du personnel chargé de mettre en œuvre le ou les plans de préparation aux conditions de temps froid, personnel pour lequel une formation est requise.

Rappel des définitions des termes *exploitant d'installation de production* et *propriétaire d'installation de production* dans le glossaire de la NERC :

1. *Exploitant d'installation de production* : « Entité qui exploite des groupes de production et qui exerce les fonctions de fourniture d'énergie et de prestation des *services d'exploitation en réseaux interconnectés*¹. »

1. Voir le *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (page 28 de 78) : <http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/Glossaire.html>.

2. *Propriétaire d'installation de production* : « Entité qui possède et entretient des groupes de production d'électricité². »

2. Voir le *Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (page 46 de 78) : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/NormesFiabiliteTransportElectricite/Glossaire.html>.

Annexe 1 : Justification technique de la norme de fiabilité EOP-011-1

Éclaircissements et commentaires techniques

Justifications

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

Justification de l'exigence E1

L'équipe de rédaction des normes EOP a examiné la recommandation du groupe d'examen quinquennal (Five-Year Review Team ou FYRT) des normes EOP et la directive de la FERC demandant des éclaircissements sur les responsabilités des entités visées par la norme EOP-001-2.1b. L'équipe de rédaction a retiré l'annexe 1 de la norme EOP-001-2.1b et l'a incorporée à la présente norme à titre de complément aux exigences pertinentes. Une nouvelle exigence séparée demande à l'*exploitant de réseau de transport* d'établir un ou des *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences* d'exploitation dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*.

Cette exigence stipule un nombre indéterminé de *plans d'exploitation*.

La mention « notification à son *coordonnateur de la fiabilité*, précisant les conditions courantes et projetées, lorsqu'une *urgence* d'exploitation est constatée » reprend une exigence antérieure. Le *plan d'exploitation* doit préciser quand l'*exploitant de réseau de transport* doit aviser son *coordonnateur de la fiabilité*.

Pour satisfaire à la mesure associée à cette exigence, l'entité fournira normalement une ou des pièces justificatives attestant que l'examen du *plan d'exploitation* a été effectué ; elle devra aussi expliquer pourquoi tout chevauchement entre les délestages de *charge* manuels et automatiques est inévitable ou raisonnable.

La mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consiste à exécuter les diverses mesures qu'il contient.

Si certains alinéas de l'exigence E1 ne sont pas applicables, l'*exploitant de réseau de transport* doit inscrire la mention « sans objet » dans son *plan d'exploitation*. L'équipe de rédaction reconnaît que d'une région à l'autre, les *plans d'exploitation* peuvent ne pas comporter tous les éléments spécifiés dans l'exigence en raison de restrictions, d'autres méthodes de gestion des situations, ou encore de documents préexistants liés à des processus déjà en place. C'est pourquoi l'entité doit indiquer dans son *plan d'exploitation* quels éléments ne s'appliquent pas, et expliquer pourquoi.

En ce qui concerne les plans de délestage de *charge* automatique qui comprennent du délestage en sous-tension ainsi qu'en sous-fréquence, l'équipe de rédaction souhaite que les délestages de *charge* manuels et automatiques soient maintenus aussi distincts que possible, mais constate que parfois, à cause de la conception du réseau, un chevauchement est inévitable. L'alinéa 1.2.5 de l'exigence E1 cherche à réduire le plus possible le recours au délestage de *charge* manuel pour des cas déjà couverts par un délestage de *charge* automatique. Les systèmes de délestage de *charge* automatique jouent un rôle primordial pour prévenir les *déclenchements en cascade* et l'effondrement du *réseau*. Si une entité déleste manuellement une *charge* à laquelle s'applique un système automatique, l'efficacité de ce système s'en trouve amoindrie. Chaque entité doit

examiner ses plans de délestage de *charge* automatique et coordonner ses processus manuels de manière à éviter les chevauchements de délestage de *charge* dans la mesure du possible.

Justification de l'exigence E2

Afin de donner suite à la recommandation du groupe d'examen quinquennal (FYRT) et à la directive de la FERC demandant des éclaircissements sur les responsabilités des entités visées par l'annexe 1 de la norme EOP-001-2.1b, l'équipe de rédaction a retiré l'annexe 1 de la norme EOP-001-2.1b et l'a incorporée à la présente norme à titre de complément aux exigences pertinentes. Une exigence séparée de la norme EOP-011-1 demande au *responsable de l'équilibrage* d'établir un ou des *plans d'exploitation* visant à remédier aux *défaillances en puissance et en énergie*.

Cette exigence stipule un nombre indéterminé de *plans d'exploitation*.

La mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consiste à exécuter les diverses mesures qu'il contient.

Si certains alinéas de l'exigence E2 ne sont pas applicables, le *responsable de l'équilibrage* doit inscrire la mention « sans objet » dans son *plan d'exploitation*. L'équipe de rédaction reconnaît que d'une région à l'autre, les *plans d'exploitation* peuvent ne pas comporter tous les éléments spécifiés dans l'exigence en raison de restrictions, d'autres méthodes de gestion des situations, ou encore de documents préexistants liés à des processus déjà en place. C'est pourquoi l'entité doit indiquer dans son *plan d'exploitation* quels éléments ne s'appliquent pas, et expliquer pourquoi.

L'équipe de rédaction a conservé la mention « plans de délestage de *charge* manuel contrôlé par l'opérateur », car elle figure dans la norme EOP-003-2 existante et concorde avec l'intention de l'équipe de rédaction.

En ce qui concerne les plans de délestage de *charge* automatique qui comprennent du délestage en sous-tension ainsi qu'en sous-fréquence, l'équipe de rédaction souhaite que les délestages de *charge* manuels et automatiques soient maintenus aussi distincts que possible, mais constate que parfois, à cause de la conception du réseau, un chevauchement est inévitable. L'alinéa 2.2.8 de l'exigence E2 cherche à réduire le plus possible le recours au délestage de *charge* manuel pour des cas déjà couverts par un délestage de *charge* automatique. Les systèmes de délestage de *charge* automatique jouent un rôle primordial pour prévenir les déclenchements en *cascade* et l'effondrement du *réseau*. Si une entité déleste manuellement une *charge* à laquelle s'applique un système automatique, l'efficacité de ce système s'en trouve amoindrie. Chaque entité doit examiner ses plans de délestage de *charge* automatique et coordonner ses processus manuels de manière à éviter les chevauchements de délestage de *charge* dans la mesure du possible.

L'équipe de rédaction a conservé l'exigence E8 de la norme EOP-002-3.1 et l'a intégrée aux alinéas de l'exigence E2.

Justification de l'exigence E3

L'équipe de rédaction est d'accord avec les commentaires de l'industrie qui font valoir qu'il n'est pas nécessaire que le *coordonnateur de la fiabilité* approuve les plans des BA et des TOP. L'équipe de rédaction a donc retiré le mot « approuver » de cette exigence, mais celle-ci stipule quand même que le RC doit examiner les plans des entités, en recherchant spécifiquement les risques pour la fiabilité. Cette stipulation cadre avec le rôle du *coordonnateur de la fiabilité* dans le modèle fonctionnel de la NERC, et répond aussi à la directive de la FERC concernant la participation des RC aux *plans d'exploitation* visant à remédier aux *urgences*.

Justification de l'exigence E4

L'exigence E4 renforce la coordination des *plans d'exploitation* dans une *zone de fiabilité* afin de déceler et d'éliminer les risques pour la fiabilité dans une *zone étendue*. L'équipe de rédaction s'attend à ce que le *coordonnateur de la fiabilité* donne à l'*exploitant de réseau de transport* ou au *responsable de l'équilibrage* un délai raisonnable pour corriger son *plan d'exploitation* ; ce délai dépendra de l'importance et de l'urgence du changement demandé.

Justification de l'exigence E5

L'équipe de rédaction a repris l'exigence existante de la norme EOP-002-3.1 pour le *responsable de l'équilibrage*, en y ajoutant la mention « dans les 30 minutes suivant la réception de cette notification » afin de communiquer l'importance d'agir rapidement, mais sans perdre de vue qu'en situation d'*urgence* il convient sans doute d'alléger le fardeau des notifications pour les *responsables de l'équilibrage* et les *exploitants de réseau de transport*. Cette limite de temps établit un critère précis pour mesurer la conformité du *coordonnateur de la fiabilité* à l'exigence de notification.

Justification de l'introduction

Les *responsables de l'approvisionnement* ne sont plus mentionnés dans l'annexe 1, car ils ne remplissent pas de fonction de fiabilité en temps réel dans le contexte des alertes de *défaillance en énergie* (EEA).

L'exigence E9 de la norme EOP-002-3.1 visait à permettre à un *fournisseur de services de transport* de changer la priorité d'une demande de service, comme le permet sa convention de service de transport, en informant le *coordonnateur de la fiabilité* afin que le service ne soit pas réduit par un allègement de la charge de transport ; comme les normes d'étiquetage ne permettaient pas de modifier les profils, il s'agissait du seul moyen pour y parvenir. La situation a changé avec la norme *NAESB WEQ Electronic Tagging Functional Specification*, version 1.8.1.1, section 3.6.1.3 ; le *fournisseur de services de transport* a désormais la capacité de changer la priorité de *transport*, ce qui se répercute sur le *logiciel de calcul de la répartition des échanges* (IDC). Ce changement technologique permet de supprimer au complet l'exigence E9. L'exigence E9 répond au critère A du projet Paragraph 81, et il convient de la supprimer.

Justification de (2) Notification

L'équipe de rédaction des normes EOP a supprimé le passage suivant : « Le *coordonnateur de la fiabilité* doit aussi aviser de la situation tous les autres *coordonnateurs de la fiabilité* au moyen du *système d'information des coordonnateurs de la fiabilité* (RCIS). De plus, des conférences téléphoniques entre les *coordonnateurs de la fiabilité* devront avoir lieu si nécessaire pour faire le point sur les conditions du réseau. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit également aviser les autres *coordonnateurs de la fiabilité* lorsque l'alerte est levée. » L'équipe considère que ce passage fait double emploi avec l'exigence E1 de la norme IRO-014-3 proposée :

E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit établir et mettre en œuvre des *procédures d'exploitation*, des *processus d'exploitation* ou des *plans d'exploitation* pour les activités qui nécessitent de soumettre des notifications ou de coordonner des actions pouvant avoir un impact sur les *zones de fiabilité* adjacentes, afin de préserver la fiabilité de l'*Interconnexion*. Ces *procédures d'exploitation*, *processus d'exploitation* ou *plans d'exploitation* doivent au minimum porter sur ce qui suit :

les communications et les notifications, ainsi que la marche à suivre pour faire ces notifications ;
les déficits en énergie ou en puissance ;

le réglage de la tension, y compris la coordination des ressources réactives . Les échanges d'information, y compris sur les indisponibilités planifiées et imprévues, pour appuyer ses *analyses de planification opérationnelle* et ses *évaluations en temps réel* ;

le pouvoir d'intervenir pour prévenir les conditions de réseau susceptibles de nuire à d'autres *zones de fiabilité*, et pour remédier à ces situations ;

les dispositions en vue de conférences téléphoniques hebdomadaires.

Justification de l'EEA de niveau 2

L'équipe de rédaction des normes EOP a modifié les « circonstances » pour l'EEA de niveau 2 afin d'indiquer qu'une entité est à ce niveau si elle a mis en œuvre un ou plusieurs de ses *plans d'exploitation* afin de remédier à des *urgences*, mais qu'elle est encore capable de maintenir sa *réserve pour contingence*.

Justification de l'EEA de niveau 3

Cette explication a été ajoutée à la demande d'intervenants qui souhaitaient que soit justifié le déplacement d'une insuffisance de *réserve pour contingence* vers l'EEA de niveau 3.

La description précédente de l'EEA de niveau 2 dans la norme EOP-002-3.1 utilisait le terme « *réserve d'exploitation* », qui est très inclusif et englobe toutes les réserves (y compris les *réserves pour contingence*). De nombreuses *réserves d'exploitation* sont utilisées en permanence, à chaque heure de chaque jour. Les exigences concernant les *réserves d'exploitation* globales sont plutôt nébuleuses, car elles ne répondent à aucune valeur minimale précise. Les *réserves pour contingence*, de leur côté, sont utilisées beaucoup moins souvent. Étant donné la confusion sur ce point, comme en témoignent les commentaires reçus, l'équipe de rédaction a pensé que le recours à l'expression « *réserve pour contingence minimale* » dissiperait en partie cette confusion. Il s'agit d'une approche différente, mais certes valide selon l'équipe de rédaction, et appuyée d'ailleurs par plusieurs commentateurs.

Un *responsable de l'équilibrage* qui doit entamer sa *réserve pour contingence* (laquelle est un sous-ensemble de ses *réserves d'exploitation*) n'a plus guère de marge. L'équipe de rédaction considère que le fait de ne plus pouvoir maintenir sa *réserve pour contingence* est une condition particulièrement sérieuse et que le *responsable de l'équilibrage* est alors très proche du délestage de *charge* (« imminent ou en cours »). Selon l'équipe de rédaction, une telle situation mérite un classement au niveau d'EEA le plus élevé.

NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION

Spécification et collecte des données du coordonnateur de la fiabilité

Justification technique de la
norme de fiabilité IRO-010-4

Avril 2021

FIABILITÉ | RÉSILIENCE | SÉCURITÉ



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

Table des matières

Préface	iii
Introduction.....	iv
Exigence E1.....	1
Annexe 1 : Justification technique de la norme de fiabilité IRO-010-2	2

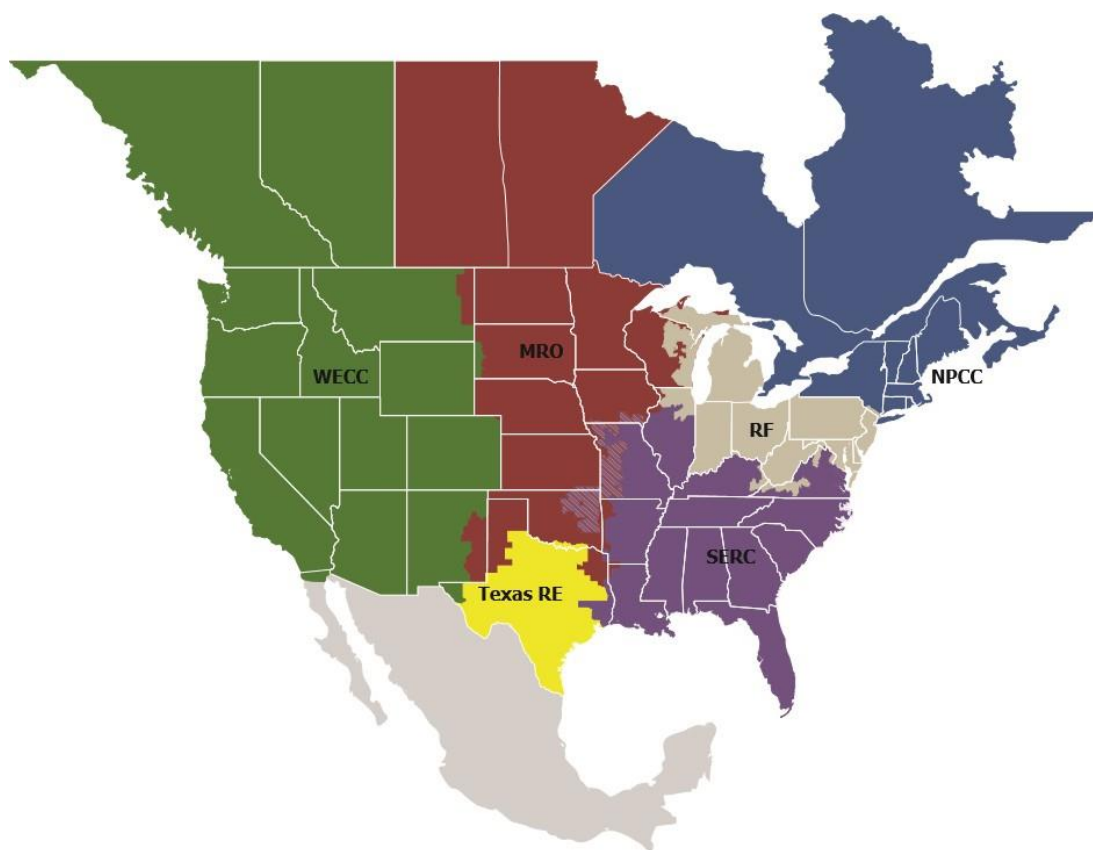
Préface

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

Fiabilité | Résilience | Sécurité

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

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



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

Introduction

Ce document expose la justification technique de la *norme de fiabilité* IRO-010-4 proposée. Il vise à guider les parties prenantes ainsi que l'ERO dans la compréhension des exigences de cette *norme de fiabilité* relatives aux conditions de temps froid. Il présente aussi des précisions sur les intentions de l'équipe de rédaction quant à ces exigences. Le présent document, *Justification technique de la norme de fiabilité IRO-010-4*, n'est pas une norme de fiabilité et son contenu ne doit donc pas être considéré comme obligatoire et exécutoire.

Exigence E1

Justification de l'exigence E1.3

L'ajout de l'alinéa 1.3 à l'exigence E1 répond aux recommandations du rapport intitulé *The South Central United States Cold Weather Bulk Electric System Event of January 17, 2018* produit par la FERC et la NERC (le « Rapport »). Le Rapport recommande la mise en œuvre de normes de fiabilité qui prescrivent des protocoles pour encadrer la communication au *coordonnateur de la fiabilité* des informations sur les températures de conception, les capacités et les restrictions applicables aux groupes de production en conditions de temps froid, en vue de leur utilisation dans les analyses opérationnelles.

Afin de mettre en œuvre les recommandations du Rapport, la SDT a ajouté à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 de nouvelles spécifications de données à l'intention des *coordonnateurs de la fiabilité*. Ces spécifications de données correspondent aux données que les *propriétaires d'installation de production* sont tenus de recueillir sur leurs groupes de production conformément à l'exigence E7 de la norme EOP-011-2. Des changements correspondants sont aussi apportés à la norme TOP-003-4.

Annexe 1 : Justification technique de la norme de fiabilité IRO-010-2

Principes directeurs et fondements techniques

Justifications

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

Justification des définitions

Les changements apportés aux définitions proposées répondent à des questions soulevées dans les paragraphes 55, 73 et 74 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant l'analyse des *limites SOL* pour tous les horizons temporels, à des questions sur les *systèmes de protection* et les *automatismes de réseau* dans le paragraphe 78 de la proposition réglementaire, et à la recommandation 27 concernant les déphasages du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*. Ces changements visent à faire en sorte que les *évaluations en temps réel* contiennent suffisamment de détails pour assurer une connaissance suffisante de la situation. Exemples : 1) analyse des angles de phase pouvant entraîner la mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consistant à régler la production ou à réduire les transactions afin de permettre la remise en service d'une installation de *transport*, ou 2) évaluation de l'impact d'une *contingence* modifiée découlant du changement d'état (activé/en service à désactivé/hors service) d'un *automatisme de réseau*.

Justifications des changements à l'applicabilité

Des changements ont été apportés à l'applicabilité d'après la recommandation du groupe d'examen quinquennal des normes IRO afin de répondre au besoin d'information sur le délestage en sous-tension et en sous-fréquence dans la spécification des données.

Le *responsable des échanges* a été retiré, car les tâches des normes visées par le projet de coordination des normes sur les échanges d'énergie sont effectuées par des logiciels et non par une entité responsable. Ce sont des logiciels, et non une entité fonctionnelle, qui acceptent et diffusent les données échangées entre les entités. Le *responsable de l'équilibrage* est l'entité fonctionnelle associée à ces tâches.

Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* ont été retirés de la version 2, car ces entités ne sont pas concernées par le concept de spécification des données décrit dans la présente norme.

Justification

Alinéa 1.1 de l'exigence E1 proposée

Cet alinéa répond à des questions soulevées dans le paragraphe 67 de la proposition réglementaire (NOPR) quant au besoin d'obtenir des données hors *BES* et des données de réseaux externes dont aurait besoin le *coordonnateur de la fiabilité* pour s'acquitter de ses responsabilités.

Alinéa 1.2 de l'exigence E1 proposée

Cet alinéa répond au paragraphe 78 de la proposition réglementaire concernant les données de relais.

Alinéa 3.3 de l'exigence E3 proposée

Cet alinéa répond au paragraphe 92 de la proposition réglementaire, qui soulève des préoccupations sur les échanges de données dans des réseaux sécurisés. Des changements correspondants ont été apportés à la norme TOP-003-3 proposée.

NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION

Données sur la fiabilité de l'exploitation

Justification technique de la
norme de fiabilité TOP-003-5

Avril 2021

FIABILITÉ | RÉSILIENCE | SÉCURITÉ



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

Table des matières

Préface	iii
Introduction	iv
Exigence E1	1
Annexe 1 : Justification technique de la norme de fiabilité TOP-003-5	2

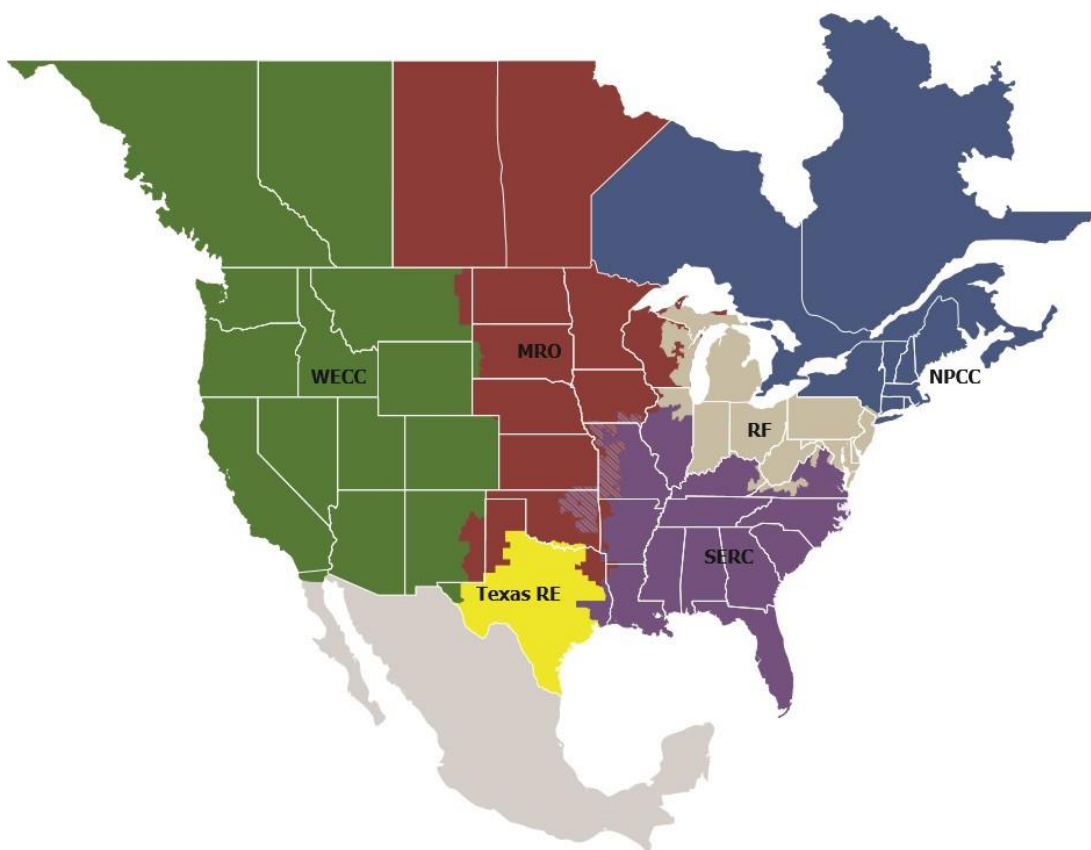
Préface

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

Fiabilité | Résilience | Sécurité

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

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



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

Introduction

Ce document expose la justification technique de la *norme de fiabilité* TOP-003-5 proposée. Il vise à guider les parties prenantes ainsi que l'ERO dans la compréhension des exigences de cette *norme de fiabilité* relatives aux conditions de temps froid. Il présente aussi des précisions sur les intentions de l'équipe de rédaction quant à ces exigences. Le présent document, *Justification technique de la norme de fiabilité TOP-003-5*, n'est pas une norme de fiabilité et son contenu ne doit donc pas être considéré comme obligatoire et exécutoire.

Exigence E1

Justification des exigences E1.3 et E2.3

L'ajout de l'alinéa 1.3 à l'exigence E1 et de l'alinéa 2.3 à l'exigence E2 répond aux recommandations du rapport intitulé *The South Central United States Cold Weather Bulk Electric System Event of January 17, 2018* produit par la FERC et la NERC (le « Rapport »). Le Rapport recommande la mise en œuvre de normes de fiabilité qui prescrivent des protocoles pour encadrer la communication aux *responsables de l'équilibrage* des informations sur les températures de conception, les capacités et les restrictions applicables aux groupes de production en conditions de temps froid, en vue de leur utilisation dans les analyses opérationnelles et pour l'établissement des *réserves pour contingence*. L'équipe de rédaction (SDT) a déterminé que le *responsable de l'équilibrage* ainsi que l'*exploitant de réseau de transport* sont les entités appropriées pour recevoir cette information.

Afin de mettre en œuvre les recommandations du Rapport, la SDT a ajouté à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1 et à l'alinéa 2.3 de l'exigence E2 de nouvelles spécifications de données à l'intention des *exploitants de réseau de transport* et des *responsables de l'équilibrage*, respectivement. Ces spécifications de données correspondent aux données que les *propriétaires d'installation de production* sont tenus de recueillir sur leurs groupes de production conformément à l'exigence E7 de la norme EOP-011-2, et que les *responsables de l'équilibrage* doivent inclure dans leurs *plans d'exploitation* conformément à l'alinéa 2.2.3 de l'exigence E2 de la norme EOP-011-2. Des changements correspondants sont aussi apportés à la norme IRO-010-3.

Annexe 1 : Justification technique de la norme de fiabilité TOP-003-5

Éclaircissements et commentaires techniques

Justifications

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 des définitions

Les changements apportés aux définitions proposées répondent à des questions soulevées dans les paragraphes 55, 73 et 74 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant l'analyse des limites *SOL* pour tous les horizons temporels, à des questions sur les *systèmes de protection* et les *automatismes de réseau* dans le paragraphe 78 de la proposition réglementaire, et à la recommandation 27 concernant les déphasages du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*. Ces changements visent à faire en sorte que les *évaluations en temps réel* contiennent suffisamment de détails pour assurer une connaissance suffisante de la situation. Exemples : 1) analyse des angles de phase pouvant entraîner la mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consistant à régler la production ou à réduire les transactions afin de permettre la remise en service d'une installation de *transport*, ou 2) évaluation de l'impact d'une *contingence* modifiée découlant du changement d'état (activé/en service à désactivé/hors service) d'un *automatisme de réseau*.

Justifications de l'exigence E1

Les changements proposés pour l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 répondent à des questions soulevées dans le paragraphe 67 de la proposition réglementaire concernant le besoin pour l'*exploitant de réseau de transport* d'obtenir des données hors *BES* et des données de réseaux externes afin de pouvoir s'acquitter de ses responsabilités. L'alinéa 1.2 proposé de l'exigence E1 répond au paragraphe 78 de la proposition réglementaire sur les données de relais. Le texte a été transféré de la norme PRC-001-1 approuvée. Des changements correspondants ont été apportés à l'exigence E2, qui s'applique au *responsable de l'équilibrage*, ainsi qu'à l'exigence E1 de la norme IRO-010-2 proposée, qui s'applique au *coordonnateur de la fiabilité*.

Justification de l'exigence E5

L'alinéa 5.3 de l'exigence E5 proposée répond au paragraphe 92 de la proposition réglementaire, qui soulève des préoccupations sur les échanges de données dans des réseaux sécurisés.

NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION

Emergency Operations and Preparedness

Technical Rationale and Justification for
Reliability Standard EOP-011-2

April 2021

RELIABILITY | RESILIENCE | SECURITY



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

Table of Contents

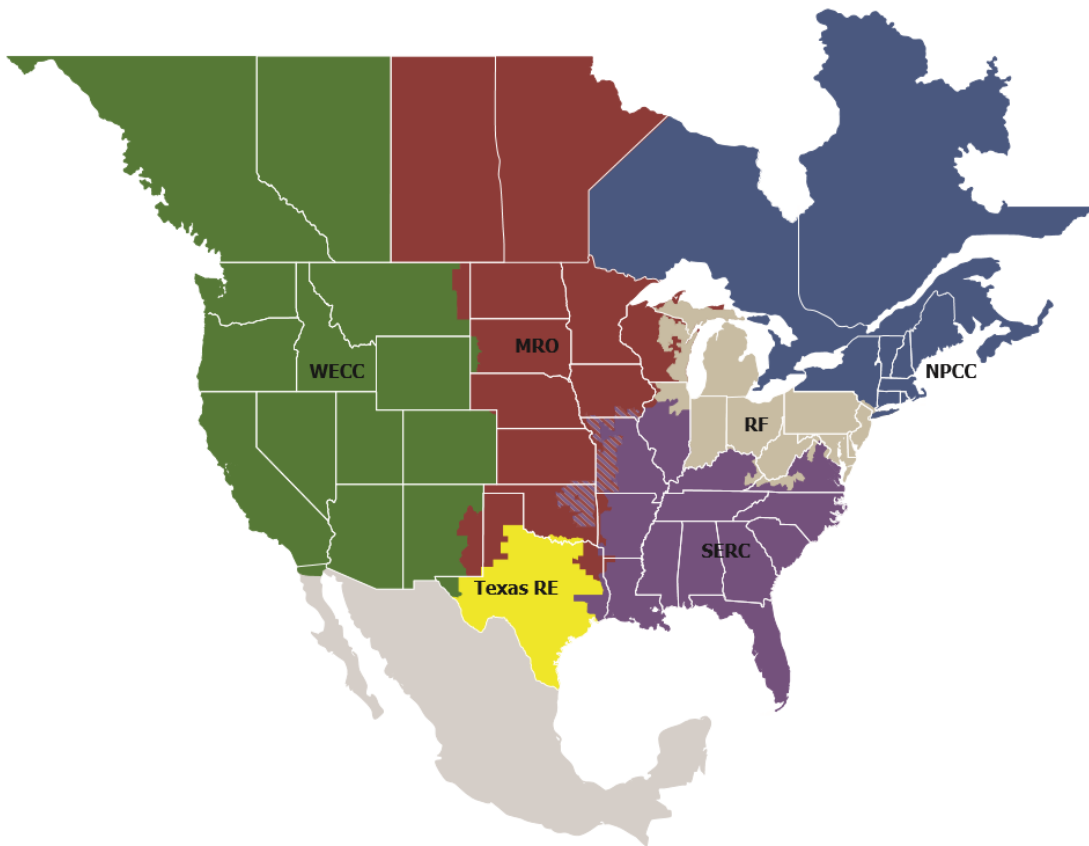
Preface	iii
Introduction	iv
Requirement R7 and R8	1
Appendix 1: Technical Rational for Reliability Standard EOP-011-1	2

Preface

Electricity is a key component of the fabric of modern society and the Electric Reliability Organization (ERO) Enterprise serves to strengthen that fabric. The vision for the ERO Enterprise, which is comprised of the North American Electric Reliability Corporation (NERC) and the six Regional Entities (REs), is a highly reliable and secure North American bulk power system (BPS). Our mission is to assure the effective and efficient reduction of risks to the reliability and security of the grid.

Reliability | Resilience | Security
Because nearly 400 million citizens in North America are counting on us

The North American BPS is divided into six RE boundaries as shown in the map and corresponding table below. The multicolored area denotes overlap as some load-serving entities participate in one RE while associated Transmission Owners (TOs)/Operators (TOPs) participate in another.



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

Introduction

This document explains the technical rationale and justification for the proposed Reliability Standard EOP-011-2. It provides stakeholders and the ERO Enterprise with an understanding of the Cold Weather requirements in the Reliability Standard. It also contains information on the intent of the Standard Drafting Team (SDT) in drafting the requirements. This Technical Rationale and Justification for EOP-011-2 is not a Reliability Standard, which is not mandatory and enforceable.

Requirement R7 and R8

Rationale for Requirement R7

The 2019 FERC and NERC Staff Report on The South Central United States Cold Weather Bulk Electric System Event of January 17, 2018 (Report) recommends modified Reliability Standards to require Generator Owners to implement “winterization activities on generating units to prepare for [cold weather].” The Generator Owner plans and procedures should include, but are not limited to, necessary and appropriate freeze protection measures, periodic maintenance and inspection of such measures, accurate ambient temperature design specifications, and generating unit limitations and expected performance in cold weather.

To address these recommendations contained in the Report, the SDT developed Requirement R7 to require each Generator Owner to implement and maintain one or more cold weather preparedness plans for its generating unit(s) subject to the standard. The standard requires the cold weather preparedness plan to contain a generating-units operating limitations during cold weather and other availability and capability information, and an annual requirement to inspect with associated maintenance of the generating unit(s).

Additionally, Requirement R7 requires the Generator Owner to develop accurate data to include the generating unit(s)’ minimum design temperature (i.e., faceplate capability) during cold weather. If such information is not available due to the status of the generating unit(s), the SDT developed two additional options to produce an equivalent proxy to the design specification: minimum historical operating temperature or engineering analysis to determine current minimum cold weather performance temperature.

Rationale for Requirement R8

To address the recommendation contained in the Report to require Generator Operators and Generator Owners to “[c]onduct winter-specific and plant-specific operator awareness training,” the SDT developed Requirement R8. Requirement R8 requires each Generator Operator or Generator Owner to provide generating unit-specific training to its maintenance and operations personnel responsible for implementing the cold weather preparedness plan(s) required under Requirement R7. The SDT created R8 as applicable to both the Generator Owner and the Generator Operator based on the roles and responsibilities identified in the Functional Model, whereas both entities may have personnel that are responsible to implement the cold weather preparedness plan(s) and require training.

See the Glossary terms for Generator Operator and Generator Owner.

1. Generator Operator – “The entity that operates generating Facility(ies) and performs the functions of supplying energy and Interconnected Operations Services.”¹
2. Generator Owner – “Entity that owns and maintains generating Facility(ies).”²

¹ See NERC Glossary of Terms (page 13 of 49): https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf

² See NERC Glossary of Terms (page 13 of 49): https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf

Appendix 1: Technical Rational for Reliability Standard EOP-011-1

Guidelines and Technical Basis

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for R1:

The EOP SDT examined the recommendation of the EOP Five-Year Review Team (FYRT) and FERC directive to provide guidance on applicable entity responsibility that was included in EOP-001-2.1b. The EOP SDT removed EOP-001-2.1b, Attachment 1, and incorporated it into this standard under the applicable requirements. This also establishes a separate requirement for the Transmission Operator to create an Operating Plan(s) for mitigating operating Emergencies in its Transmission Operator Area.

The Operating Plan(s) can be one plan, or it can be multiple plans.

“Notification to its Reliability Coordinator, to include current and projected conditions, when experiencing an operating Emergency” was retained. This is a process in the plan(s) that determines when the Transmission Operator must notify its Reliability Coordinator.

To meet the associated measure, an entity would likely provide evidence that such an evaluation was conducted along with an explanation of why any overlap of Loads between manual and automatic load shedding was unavoidable or reasonable.

An Operating Plan(s) is implemented by carrying out its stated actions.

If any Parts of Requirement R1 are not applicable, the Transmission Operator should note “not applicable” in the Operating Plan(s). The EOP SDT recognizes that across the regions, Operating Plan(s) may not include all the elements listed in this requirement due to restrictions, other methods of managing situations, and documents that may already exist that speak to a process that already exists. Therefore, the entity must provide in the plan(s) that the element is not applicable and detail why it is not applicable for the plan(s).

With respect to automatic Load shedding schemes that include both UVLS and UFLS, the EOP SDT’s intent is to keep manual and automatic Load shed schemes as separate as possible, but realizes that sometimes, due to system design, there will be overlap. The intent in Requirement R1 Part 1.2.5. is to minimize, as much as possible, the use of manual Load shedding which is already armed for automatic Load shedding. The automatic Load shedding schemes are the important backstops against Cascading outages or System collapse. If any entity manually sheds a Load which was included in an automatic scheme, it reduces the effectiveness of that automatic scheme. Each entity should review their automatic Load shedding schemes and coordinate their manual processes so that any overlapping use of Loads is avoided to the extent reasonably possible.

Rationale for R2:

To address the recommendation of the FYRT and the FERC directive to provide guidance on applicable entity responsibility in EOP-001-2.1b, Attachment 1, the EOP SDT removed EOP-001-2.1b, Attachment 1, and incorporated it into this standard under the applicable requirements. EOP-011-1 also establishes a separate requirement for the Balancing Authority to create its Operating Plan(s) to address Capacity and Energy Emergencies.

The Operating Plan(s) can be one plan, or it can be multiple plans.

An Operating Plan(s) is implemented by carrying out its stated actions.

If any Parts of Requirement R2 are not applicable, the Balancing Authority should note “not applicable” in the Operating Plan(s). The EOP SDT recognizes that across the regions, Operating Plan(s) may not include all the elements listed in this requirement due to restrictions, other methods of managing situations, and documents that may already exist that speak to a process that already exists. Therefore, the entity must provide in the plan(s) that the element is not applicable and detail why it is not applicable for the plan(s).

The EOP SDT retained the statement “Operator-controlled manual Load shedding,” as it was in the current EOP-003-2 and is consistent with the intent of the EOP SDT.

With respect to automatic Load shedding schemes that include both UVLS and UFLS, the EOP SDT’s intent is to keep manual and automatic Load shedding schemes as separate as possible, but realizes that sometimes, due to system design, there will be overlap. The intent in Requirement R2 Part 2.2.8. is to minimize as much as possible the use manual Load shedding which is already armed for automatic Load shedding. The automatic Load shedding schemes are the important backstops against Cascading outages or System collapse. If an entity manually sheds a Load that was included in an automatic scheme, it reduces the effectiveness of that automatic scheme. Each entity should review its automatic Load shedding schemes and coordinate its manual processes so that any overlapping use of Loads is avoided to the extent possible.

The EOP SDT retained Requirement R8 from EOP-002-3.1 and added it to the Parts in Requirement R2.

Rationale for R3:

The SDT agreed with industry comments that the Reliability Coordinator does not need to approve BA and TOP plan(s). The SDT has changed this requirement to remove the approval but still require the RC to review each entity’s plan(s), looking specifically for reliability risks. This is consistent with the Reliability Coordinator’s role within the Functional Model and meets the FERC directive regarding the RC’s involvement in Operating Plan(s) for mitigating Emergencies.

Rationale for Requirement R4:

Requirement R4 supports the coordination of Operating Plans within a Reliability Coordinator Area in order to identify and correct any Wide Area reliability risks. The EOP SDT expects the Reliability Coordinator to make a reasonable request for response time. The time period requested by the Reliability Coordinator to the Transmission Operator and Balancing Authority to update the Operating Plan(s) will depend on the scope and urgency of the requested change.

Rationale for R5

The EOP SDT used the existing requirement in EOP-002-3.1 for the Balancing Authority and added the words “within 30 minutes from the time of receiving notification” to the requirement to communicate the intent that timeliness is important, while balancing the concern that in an Emergency there may be a need to alleviate excessive notifications on Balancing Authorities and Transmission Operators. By adding this time limitation, a measurable standard is set for when the Reliability Coordinator must complete these notifications.

Rationale for Introduction

LSEs were removed from Attachment 1, as an LSE has no Real-time reliability functionality with respect to EEAs.

EOP-002-3.1 Requirement R9 was in place to allow for a Transmission Service Provider to change the priority of a service request, as permitted in its transmission tariff, informing the Reliability Coordinator so that the service would not be curtailed by a TLR; and since the Tagging Specs did not allow profiles to be changed, this was the only method to accomplish it. Under NAESB WEQ E-tag Specification v1811 R3.6.1.3, this has been modified and now the TSP has

the ability to change the Transmission priority which, in turn, is reflected in the IDC. This technology change allows for the deletion of Requirement R9 in its entirety. Requirement R9 meets with Criterion A of Paragraph 81 and should be retired.

Rationale for (2) Notification

The EOP SDT deleted the language, *“The Reliability Coordinator shall also notify all other Reliability Coordinators of the situation via the Reliability Coordinator Information System (RCIS). Additionally, conference calls between RCs shall be held as necessary to communicate system conditions. The RC shall also notify the other RCs when the alert has ended”* as duplicative to proposed IRO-014-3 Requirement R1:

R1. Each Reliability Coordinator shall have and implement Operating Procedures, Operating Processes, or Operating Plans, for activities that require notification or coordination of actions that may impact adjacent Reliability Coordinator Areas, to support Interconnection reliability. These Operating Procedures, Operating Processes, or Operating Plans shall include, but are not limited to, the following:

Communications and notifications, and the process to follow in making those notifications.

Energy and capacity shortages.

Control of voltage, including the coordination of reactive resources.

Exchange of information including planned and unplanned outage information to support its Operational Planning Analyses and Real-time Assessments.

Authority to act to prevent and mitigate system conditions which could adversely impact other Reliability Coordinator Areas.

Provisions for weekly conference calls.

Rationale for EEA 2:

The EOP SDT modified the “Circumstances” for EEA 2 to show that an entity will be in this level when it has implemented its Operating Plan(s) to mitigate Emergencies but is still able to maintain Contingency Reserves.

Rationale for EEA 3:

This rationale was added at the request of stakeholders asking for justification for moving a lack of Contingency Reserves into the EEA3 category.

The previous language in EOP-002-3.1, EEA 2 used “Operating Reserve,” which is an all-inclusive term, including all reserves (including Contingency Reserves). Many Operating Reserves are used continuously, every hour of every day. Total Operating Reserve requirements are kind of nebulous since they do not have a specific hard minimum value. Contingency Reserves are used far less frequently. Because of the confusion over this issue, evidenced by the comments received, the drafting team thought that using minimum Contingency Reserve in the language would eliminate some of the confusion. This is a different approach but the drafting team believes this is a good approach and was supported by several commenters.

Using Contingency Reserves (which is a subset of Operating Reserves) puts a BA closer to the operating edge. The drafting team felt that the point where a BA can no longer maintain this important Contingency Reserves margin is a most serious condition and puts the BA into a position where they are very **close to shedding Load (“imminent or in progress”)**. **The drafting team felt that this warrants categorization at the highest level of EEA.**

NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION

Reliability Coordinator Data Specification and Collection

Technical Rationale and Justification for
Reliability Standard IRO-010-4

April 2021

RELIABILITY | RESILIENCE | SECURITY



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

Table of Contents

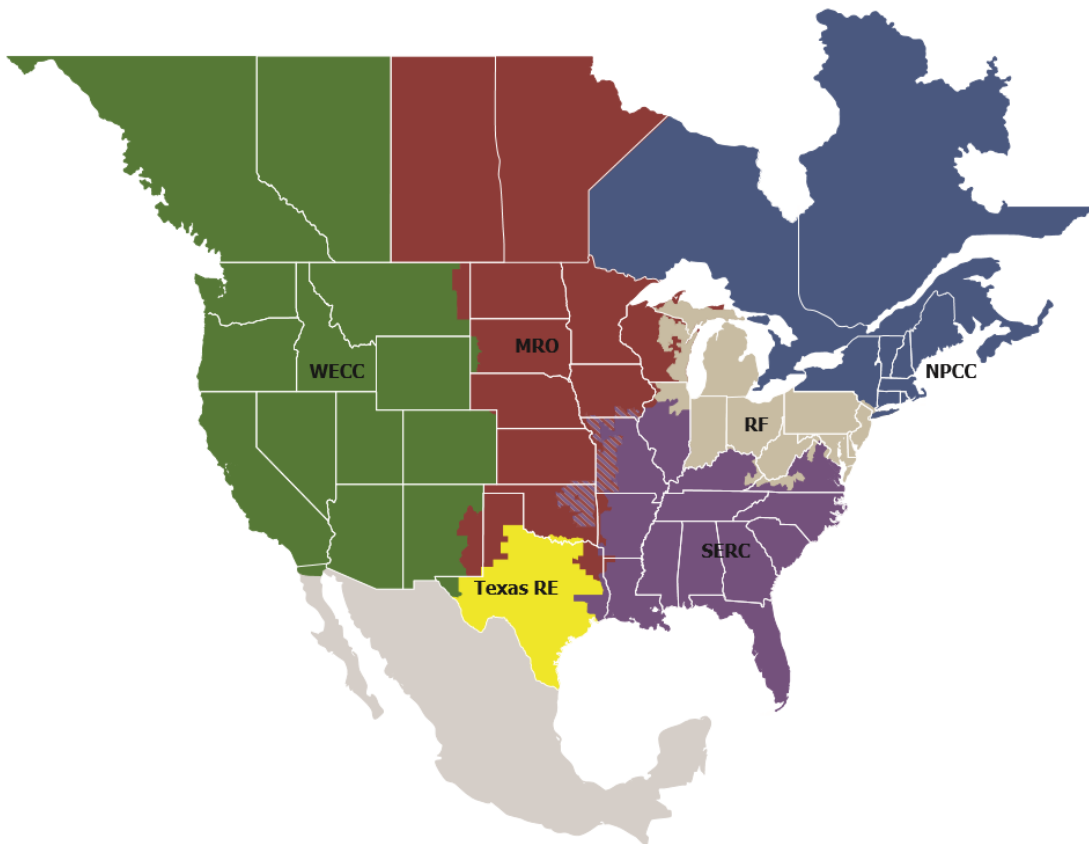
Preface	iii
Introduction	iv
Requirement R1	1
Appendix 1: Technical Rational for Reliability Standard IRO-010-2.....	2

Preface

Electricity is a key component of the fabric of modern society and the Electric Reliability Organization (ERO) Enterprise serves to strengthen that fabric. The vision for the ERO Enterprise, which is comprised of the North American Electric Reliability Corporation (NERC) and the six Regional Entities (REs), is a highly reliable and secure North American bulk power system (BPS). Our mission is to assure the effective and efficient reduction of risks to the reliability and security of the grid.

Reliability | Resilience | Security
Because nearly 400 million citizens in North America are counting on us

The North American BPS is divided into six RE boundaries as shown in the map and corresponding table below. The multicolored area denotes overlap as some load-serving entities participate in one RE while associated Transmission Owners (TOs)/Operators (TOPs) participate in another.



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

Introduction

This document explains the technical rationale and justification for the proposed Reliability Standard IRO-010-4. It provides stakeholders and the ERO Enterprise with an understanding of the Cold Weather requirements in the Reliability Standard. It also contains information on the intent of the Standard Drafting Team (SDT) in drafting the requirements. This Technical Rationale and Justification for IRO-010-4 is not a Reliability Standard, which is not mandatory and enforceable.

Requirement R1

Proposed Requirement R1, Part 1.3:

The Requirements contained in Requirement R1 Part 1.3 are in response to the recommendations contained in the *2019 FERC and NERC Staff Report on The South Central United States Cold Weather Bulk Electric System Event of January 17, 2018* (Report). The Report recommends reliability standards be implemented that require communication protocols for the Reliability Coordinator to receive generating unit ambient temperature design temperatures, capabilities, and limitations associated with cold weather conditions for use in operational analysis.

To implement the Report's recommendation, the SDT has included new data specifications for Reliability Coordinators in Requirements R1 Part 1.3. The data specifications are consistent with the data information the Generator Owner is required to collect regarding its generating unit(s) pursuant to EOP-011-2 Requirement R7. TOP-003-4 has corresponding changes.

Appendix 1: Technical Rational for Reliability Standard IRO-010-2

Guidelines and Technical Basis

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT adoption, the text from the rationale text boxes have been moved to this section.

Rationale for Definitions:

Changes made to the proposed definitions were made in order to respond to issues raised in NOPR paragraphs 55, 73, and 74 dealing with analysis of SOLs in all time horizons, questions on Protection Systems and Special Protection Systems in NOPR paragraph 78, and recommendations on phase angles from the SW Outage Report (recommendation 27). The intent of such changes is to ensure that Real-time Assessments contain sufficient details to result in an appropriate level of situational awareness. Some examples include: 1) analyzing phase angles which may result in the implementation of an Operating Plan to adjust generation or curtail transactions so that a Transmission facility may be returned to service, or 2) evaluating the impact of a modified Contingency resulting from the status change of a Special Protection Scheme from enabled/in-service to disabled/out-of-service.

Rationale for Applicability Changes:

Changes were made to applicability based on IRO FYRT recommendation to address the need for UVLS and UFLS information in the data specification.

The Interchange Authority was removed because activities in the Coordinate Interchange standards are performed by software systems and not a responsible entity. The software, not a functional entity, performs the task of accepting and disseminating interchange data between entities. The Balancing Authority is the responsible functional entity for these tasks.

The Planning Coordinator and Transmission Planner were removed from Draft 2 as those entities would not be involved in a data specification concept as outlined in this standard.

Rationale:

Proposed Requirement R1, Part 1.1:

Is in response to issues raised in NOPR paragraph 67 on the need for obtaining non-BES and external network data necessary for the Reliability Coordinator to fulfill its responsibilities.

Proposed Requirement R1, Part 1.2:

Is in response to NOPR paragraph 78 on relay data.

Proposed Requirement R3, Part 3.3:

Is in response to NOPR paragraph 92 where concerns were raised about data exchange through secured networks. Corresponding changes have been made to proposed TOP-003-3.

NERC

NORTH AMERICAN ELECTRIC
RELIABILITY CORPORATION

Operational Reliability Data

Technical Rationale and Justification for
Reliability Standard TOP-003-5

April 2021

RELIABILITY | RESILIENCE | SECURITY



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

Table of Contents

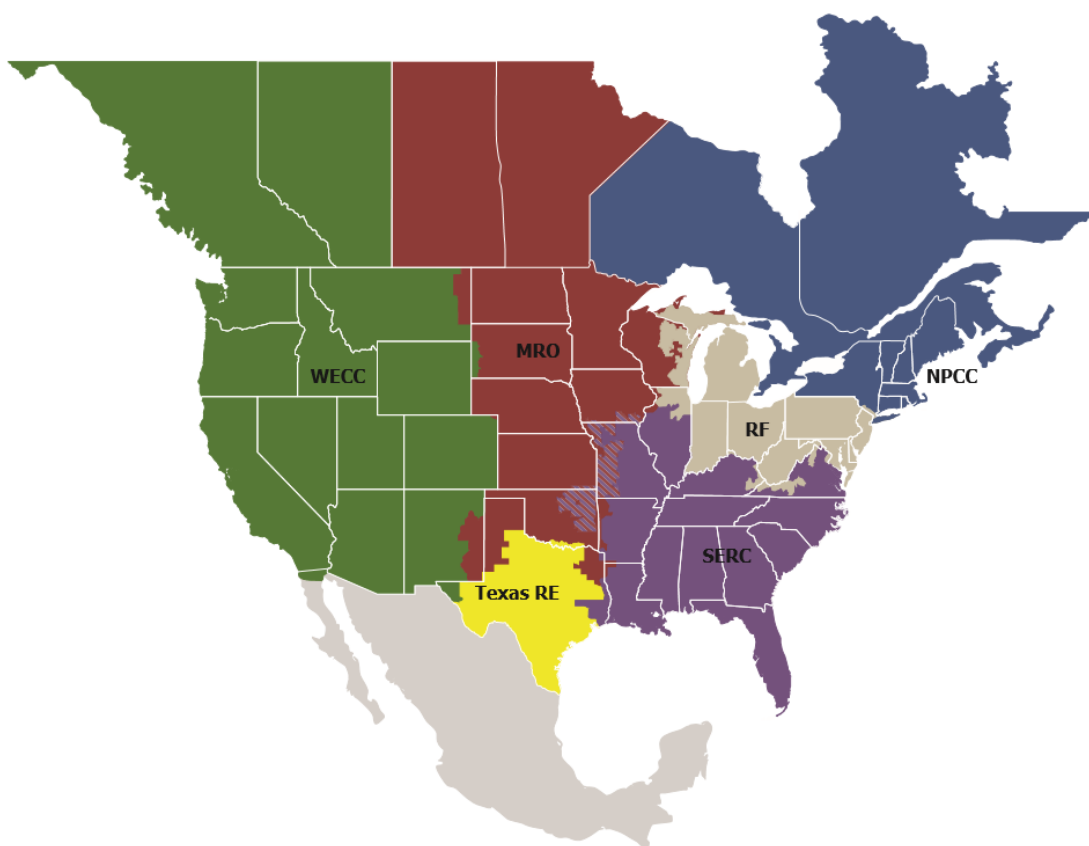
Preface	iii
Introduction	iv
Requirement R1	1
Appendix 1: Technical Rational for Reliability Standard TOP-003-5	2

Preface

Electricity is a key component of the fabric of modern society and the Electric Reliability Organization (ERO) Enterprise serves to strengthen that fabric. The vision for the ERO Enterprise, which is comprised of the North American Electric Reliability Corporation (NERC) and the six Regional Entities (REs), is a highly reliable and secure North American bulk power system (BPS). Our mission is to assure the effective and efficient reduction of risks to the reliability and security of the grid.

Reliability | Resilience | Security
Because nearly 400 million citizens in North America are counting on us

The North American BPS is divided into six RE boundaries as shown in the map and corresponding table below. The multicolored area denotes overlap as some load-serving entities participate in one RE while associated Transmission Owners (TOs)/Operators (TOPs) participate in another.



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

Introduction

This document explains the technical rationale and justification for the proposed Reliability Standard TOP-003-5. It provides stakeholders and the ERO Enterprise with an understanding of the Cold Weather requirements in the Reliability Standard. It also contains information on the intent of the Standard Drafting Team (SDT) in drafting the requirements. This Technical Rationale and Justification for TOP-003-5 is not a Reliability Standard, which is not mandatory and enforceable.

Requirement R1

Rationale for R1.3 and R2.3.

The Requirements contained in Requirements R1 Part 1.3 and Requirement R2 Part 2.3 are in response to the recommendations contained in the *2019 FERC and NERC Staff Report on The South Central United States Cold Weather Bulk Electric System Event of January 17, 2018* (Report). The Report recommends reliability standards be implemented that require communication protocols for the Balancing Authorities to receive generating unit ambient temperature design temperatures, capabilities, and limitations associated with cold weather conditions for use in operational analysis and determination of contingency reserves. The SDT determined that both the Balancing Authority and Transmission Operator are appropriate entities to receive this information.

To implement the Report's recommendations, the SDT has included new data specifications for Transmission Operators and Balancing Authorities in Requirements R1 Part 1.3 and Requirement R2 Part 2.3, respectively. The data specifications are consistent with the data information the Generator Owner is required to collect regarding its generating unit(s) pursuant to EOP-011-2 Requirement R7 and the Balancing Authorities must include in its Operating Plans pursuant to EOP-011-2 Requirement R2 Part 2.2.3. IRO-010-3 has corresponding changes.

Appendix 1: Technical Rational for Reliability Standard TOP-003-5

Guidelines and Technical Basis

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for Definitions:

Changes made to the proposed definitions were made in order to respond to issues raised in NOPR paragraphs 55, 73, and 74 dealing with analysis of SOLs in all time horizons, questions on Protection Systems and Special Protection Systems in NOPR paragraph 78, and recommendations on phase angles from the SW Outage Report (recommendation 27). The intent of such changes is to ensure that Real-time Assessments contain sufficient details to result in an appropriate level of situational awareness. Some examples include: 1) analyzing phase angles which may result in the implementation of an Operating Plan to adjust generation or curtail transactions so that a Transmission facility may be returned to service, or 2) evaluating the impact of a modified Contingency resulting from the status change of a Special Protection Scheme from enabled/in-service to disabled/out-of-service.

Rationale for R1:

Changes to proposed Requirement R1, Part 1.1 are in response to issues raised in NOPR paragraph 67 on the need for obtaining non-BES and external network data necessary for the Transmission Operator to fulfill its responsibilities. Proposed Requirement R1, Part 1.2 is in response to NOPR paragraph 78 on relay data. The language has been moved from approved PRC-001-1. Corresponding changes have been made to Requirement R2 for the Balancing Authority and to proposed IRO-010-2, Requirement R1 for the Reliability Coordinator.

Rationale for R5:

Proposed Requirement R5, Part 5.3 is in response to NOPR paragraph 92 where concerns were raised about data exchange through secured networks.