
Projet QC-2015-01

Normes MOD-032-1 et MOD-033-1

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les normes MOD-032-1 (Données de modélisation et d'analyse des réseaux électriques) et MOD-033-1 (Validation des modèles de réseau en régimes permanent et dynamique) ont été développées par la NERC pour remplacer, clarifier et mettre à jour les exigences en matière de données de modélisation et de procédures de déclaration, accroître le champ d'action des normes existantes en incluant les données de court-circuit, fournir un mécanisme pour répondre aux préoccupations techniques concernant les données de modélisation recueillies et valider les modèles en régimes permanent et dynamique selon les réponses et les données réelles du réseau.

Le risque de ne pas adopter ces normes est d'effectuer des modèles de planification erronés, ayant comme résultat, une planification inefficace. L'analyse de la fiabilité des réseaux de transport interconnectés pourrait être trompeuse et ainsi avoir éventuellement une incidence sur la fiabilité en temps réel.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

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

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

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions du glossaire à modifier :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Fonctions visées	Exigences			
	E1	E2	E3	E4
MOD-032-1				
Responsable de l'équilibrage (BA)		x	x	
Propriétaire d'installation de production (GO)		x	x	
Responsable de l'approvisionnement (LSE)		x	x	
Coordonnateur de la planification (PC)	x			x
Planificateur des ressources (RP)		x	x	
Propriétaire d'installation de transport (TO)		x	x	
Planificateur de réseau de transport (TP)	x			
Fournisseur de service de transport (TSP)		x	x	
MOD-033-1				
Coordonnateur de la planification (PC)	x			
Coordonnateur de la fiabilité (RC)		x		
Exploitant de réseau de transport (TOP)		x		

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Les présentes normes s'appliquent seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Aux États-Unis, la date d'entrée en vigueur pour l'exigence E1 de la norme MOD-032-1 est le 1^{er} juillet 2015, pour les exigences E2 à E4 de la même norme, la date d'entrée en vigueur est le 1^{er} juillet 2016.

La date d'entrée en vigueur de la norme MOD-033-1 est le 1^{er} juillet 2017.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
MOD-032-1	1 ^{er} juillet 2015, E1	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines
MOD-032-1	1 ^{er} juillet 2016, E2 à E4	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
MOD-033-1	1 ^{er} juillet 2017	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

MOD-032-1	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité		X	

MOD-033-1	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.
Élevé :	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.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Section à compléter à la réception des formulaires d'évaluation de l'impact et à la conclusion du processus de consultation préalable au dépôt des normes à la Régie de l'énergie.

A. Introduction

1. **Titre :** Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques
2. **Numéro :** MOD-032-1
3. **Objet :** Établir des exigences harmonisées en matière de données de modélisation et de procédures de déclaration en vue de l'élaboration des modèles de planification nécessaires pour l'analyse de la fiabilité du réseau de transport interconnecté.
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1. *Responsable de l'équilibrage*
- 4.1.2. *Propriétaire d'installation de production*
- 4.1.3. *Responsable de l'approvisionnement*
- 4.1.4. *Responsable de la planification et coordonnateur de la planification*
(désignés collectivement par le terme « *coordonnateur de la planification* »)

Cette norme proposée combine les entités appelées « *responsable de la planification* » et « *coordonnateur de la planification* » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans le modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « *responsable de la planification* ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au *responsable de la planification* qu'au *coordonnateur de la planification*.

- 4.1.5. *Planificateur des ressources*
- 4.1.6. *Propriétaire d'installation de transport*
- 4.1.7. *Planificateur de réseau de transport*
- 4.1.8. *Fournisseur de service de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

L'exigence E1 de la norme MOD-032-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, l'exigence E1 de la norme MOD-032-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

Les exigences E2, E3 et E4 de la norme MOD-032-1 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, les exigences E2, E3 et E4 de la norme MOD-032-1 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. Contexte :

La norme MOD-032-1 existe en conjonction avec la norme MOD-033-1, toutes deux portant sur la modélisation de système et la validation. La norme de fiabilité MOD-032-1 est une consolidation et un remplacement des normes existantes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1; elle encadre le processus par lequel les propriétaires de données visées doivent soumettre à leurs *planificateurs de réseau de transport et coordonnateurs de la planification* respectifs les données nécessaires à l'élaboration des cas de base selon leur *Interconnexion* et pour l'échelle des *Interconnexions*. La norme de fiabilité MOD-033-1 est nouvelle et elle énonce de nouvelles exigences, en vertu desquelles chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté permettant de valider les modèles dans sa zone de planification.

La transition et l'accent de responsabilité mis sur la fonction de *coordonnateur de la planification* dans ces deux normes découlent de plusieurs recommandations et directives de la FERC de l'Ordonnance 693 de la FERC, qui sont commentées plus en détail sous les rubriques « Justifications » des deux normes. Un des ensembles de recommandations les plus récents et les plus importants provient du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) du Comité de planification de la NERC. Le SAMS propose plusieurs améliorations aux normes sur les données de modélisation, y compris la consolidation des normes existantes (l'analyse du SAMS est reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier ci-après : http://www.nerc.com/comm/PC/Agendas%20Highlights%20and%20Minutes%20DL/2012/2012_Dec_PC%20Agenda.pdf).

B. Exigences et Mesures

- E1.** Chaque *coordonnateur de la planification* et chacun de ses *planificateurs de réseau de transport* doivent établir conjointement des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration pour la zone de planification du *coordonnateur de la planification*. Ces exigences et procédures doivent inclure : [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- 1.1.** Les données indiquées à l'annexe 1.
 - 1.2.** Les indications relatives aux éléments suivants, compte tenu des procédures pour l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* :
 - 1.2.1.** Le format des données ;
 - 1.2.2.** Le degré de détail de modélisation des équipements ;
 - 1.2.3.** Les cas types ou les scénarios à modéliser ; et
 - 1.2.4.** Un calendrier de déclaration des données à intervalles d'au plus 13 mois civils.
 - 1.3.** Des directives concernant la distribution ou l'affichage des exigences en matière de données et des procédures de déclaration, aux fins de leur consultation par les entités chargées de fournir les données.
- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification* et *planificateur de réseau de transport* doit fournir les pièces justificatives attestant qu'il a établi conjointement les exigences en matière de données et les procédures de déclaration indiqués à l'exigence E1.
- E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, planificateur des ressources, propriétaire d'installation de transport* et *fournisseur de service de transport* doit fournir des données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit à son ou ses *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* conformément aux exigences en matière de données et aux procédures de déclaration établies par ceux-ci conformément à l'exigence E1. Dans le cas des données qui n'ont pas changé depuis leur déclaration précédente, une confirmation écrite que les données n'ont pas changé est suffisante. [*Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon de temps : planification à long terme*]
- M2.** Chaque entité visée par l'exigence E2 doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'elle a soumis les données de modélisation requises à son ou ses *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification*, ou qu'elle a transmis une confirmation écrite que les données n'ont pas changé.

- E3.** À la réception d'un avis écrit de son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* signalant (justification technique ou raison à l'appui) des lacunes techniques dans les données transmises selon l'exigence E2, chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, planificateur des ressources, propriétaire d'installation de transport* ou *fournisseur de service de transport* doit répondre au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* selon les modalités suivantes : [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : faible] [Horizon de temps : planification à long terme]
- 3.1.** Soumettre soit des données mises à jour, soit une explication technique justifiant le maintien des données existantes.
- 3.2.** Répondre dans les 90 jours civils suivants la réception de l'avis, à moins qu'un délai plus long soit accepté par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* d'où provient l'avis.
- M3.** Chaque entité visée ayant reçu selon l'exigence E3 un avis écrit de la part de son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* signalant des lacunes techniques dans les données soumises selon l'exigence E2 doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'elle a soumis à son *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* des données mises à jour ou une explication technique justifiant le maintien des données existantes dans les 90 jours civils suivants la réception de l'avis (ou dans le délai plus long accepté par le *coordonnateur de la planification* ou *planificateur de réseau de transport* d'où provient l'avis), ou une déclaration attestant qu'elle n'a pas reçu un avis écrit écrit concernant des lacunes techniques dans les données soumises.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre à la disposition de l'organisation de fiabilité électrique (ERO) ou de son représentant les modèles de sa zone de planification élaborés à partir des données qui lui ont été soumises selon l'exigence E2 afin de contribuer à l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle des *Interconnexions* qui inclut la zone du *coordonnateur de la planification*. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]
- M4.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit fournir les pièces justificatives (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'il a transmis, à la demande de l'organisation de fiabilité électrique (ERO) ou de son représentant, les modèles de sa zone de planification élaborés à partir des données qui lui ont été soumises selon l'exigence E2.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

Le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité 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 le dernier audit, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité visée doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 à E4 ainsi qu'aux mesures M1 à M4 depuis le dernier audit, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité visée est jugée non conforme, 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 responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

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

Les règles de procédure de la NERC comportent une liste des processus de surveillance et d'évaluation de la conformité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification à long terme	Faible	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant au plus 25 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 25 % et au plus 50 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 50 % et au plus 75 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.	Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport n'ont pas établi d'exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit ni de procédures de déclaration selon l'exigence E1 ; OU Le coordonnateur de la planification et les planificateurs de réseau de transport ont établi des exigences en matière de données de modélisation en régime permanent, dynamique et en court-circuit et de procédures de déclaration, mais en omettant plus de 75 % des éléments spécifiés à l'exigence E1.

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E2	Planification à long terme	Moyen	Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant au plus 25 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.	Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 25 % et au plus 50 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.	Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 50 % et au plus 75 % des éléments spécifiés à l'annexe 1.	Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas fourni de données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport ; OU Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais au plus 25 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format, de</p>	<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 25 % et au plus 50 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format,</p>	<p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 50 % et au plus 75 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format,</p>	<p>responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais en omettant plus de 75 % des éléments spécifiés à l'annexe 1 ;</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le</p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p>partageabilité, de degré de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais avec un retard d'au plus 15</p>	<p>de partageabilité, de degré de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais avec un retard de plus de 15</p>	<p>de partageabilité, de degré de détail et de type de scénario.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais avec un retard de plus de 30</p>	<p><i>planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport, mais plus de 75 % des données n'étaient pas conformes aux indications de format, de partageabilité, de degré de détail et de type de scénario ;</i></p> <p>OU</p> <p><i>Le responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le</i></p>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	jours civils et d'au plus 30 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	jours civils et d'au plus 45 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.	<i>responsable de l'approvisionnement, le planificateur des ressources ou le fournisseur de service de transport</i> a fourni les données de modélisation en régimes permanent, dynamique et de court-circuit à son ou ses <i>coordonnateurs de la planification et planificateurs de réseau de transport</i> , mais avec un retard de plus de 45 jours civils par rapport à la date spécifiée au calendrier prescrit par les exigences en matière de données et de procédures de déclaration.
E3	Planification à long terme	Faible	Le <i>responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de</i>	Le <i>responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de</i>	Le <i>responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de</i>	Le <i>responsable de l'équilibrage, le propriétaire d'installation de production, le responsable de</i>

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de 105 jours civils (ou avec au plus 15 jours civils de retard par rapport au délai plus long accepté par le coordonnateur de la	l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de plus de 105 jours civils et d'au plus 120 jours civils (ou avec plus de 15 jours civils et au plus 30 jours civils de retard par rapport au	l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 90 jours civils (ou un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport), mais a fourni la réponse dans un délai de plus de 120 jours civils et d'au plus 135 jours civils (ou avec plus de 30 jours civils et au plus 45 jours civils de retard par rapport au	l'approvisionnement, le planificateur des ressources, le propriétaire d'installation de transport ou le fournisseur de service de transport n'a pas répondu par écrit à son coordonnateur de la planification ou planificateur de réseau de transport selon les spécifications de l'exigence E4 dans un délai de 135 jours civils (ou dans un délai plus long accepté par le coordonnateur de la planification ou le planificateur de réseau de transport).

E#	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<i>planification ou le planificateur de réseau de transport).</i>	délai plus long accepté par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport).</i>	délai plus long accepté par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport).</i>	
E4	Planification à long terme	Moyen	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais au plus 25 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 25 % et au plus 50 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 50 % et au plus 75 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.	Le <i>coordonnateur de la planification</i> a mis à la disposition de l'ERO ou de son représentant les données exigées, mais plus de 75 % des données fournies ne respectaient pas le format spécifié par l'ERO ou son représentant.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

MOD-032-1 – ANNEXE 1 :

Exigences de déclaration des données

Le tableau ci-dessous indique l'information nécessaire pour modéliser correctement le réseau de transport interconnecté pour les horizons de planification du transport à court et à long terme. Les données doivent être partageables à l'échelle de l'Interconnexion pour appuyer l'utilisation des cas de base à l'échelle de l'Interconnexion. Le coordonnateur de la planification peut demander des données supplémentaires, y compris celles indiquées pour chaque élément du tableau ci-dessous. Pour chacune des données du tableau, les diverses entités fonctionnelles¹ chargées de la déclarer sont indiquées entre crochets. Les données déclarées doivent indiquer le numéro de jeu de barres, le nom ou l'identifiant attribué d'un commun accord par le PC, le TO ou le TP.

Régime permanent <i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i>	Régime dynamique <i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i>	Régime de court-circuit
<ol style="list-style-type: none"> 1. Chaque jeu de barres [TO] <ol style="list-style-type: none"> a. Tension nominale b. Région, zone et propriétaire 2. Demande globale² [LSE] <ol style="list-style-type: none"> a. Puissance active et puissance réactive* b. État de service* 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Groupe de production [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 2. Système d'excitation [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 3. Régulateur de vitesse [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 4. Stabilisateur de puissance [GO et RP (ressources futures projetées seulement)] 5. Demande [LSE] 6. Éoliennes [GO] 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pour tous les éléments pertinents de la colonne « Régime permanent » : [GO, RP et TO] <ol style="list-style-type: none"> a. Valeurs de séquence directe b. Valeurs de séquence inverse c. Valeurs homopolaires 2. Données d'impédance mutuelle des lignes [TO] 3. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par

¹ Dans cette annexe, les entités fonctionnelles suivantes sont représentées par leurs acronymes respectifs : responsable de l'équilibrage (BA), propriétaire d'installation de production (GO), responsable de l'approvisionnement (LSE), coordonnateur de la planification (PC), planificateur des ressources (RP), propriétaire d'installation de transport (TO), planificateur de réseau de transport (TP) et fournisseur de service de transport (TSP).

² Dans le contexte de cet élément, la demande globale est la demande totale à chaque jeu de barres (rubrique 1) désigné par le propriétaire d'installation de transport comme un jeu de barres d'approvisionnement. C'est au responsable de l'approvisionnement qu'il revient de déclarer cette information, généralement en coordination avec le propriétaire d'installation de transport.

Régime permanent <i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i>	Régime dynamique <i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i>	Régime de court-circuit
<p>3. Groupes de production³ [GO et RP (ressources futures projetées seulement)]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Capacité de puissance active – valeurs brutes maximale et minimale b. Capacité de puissance réactive – valeurs brutes maximale et minimale correspondant aux capacités de puissance active de la rubrique 3a ci-dessus c. Charge des services auxiliaires pour une configuration normale de centrale (déclarer les données de la même façon que pour la demande globale, rubrique 2 ci-dessus) d. Tension de barre régulée* et consigne de tension* (généralement déclarées par le TOP) e. Puissance de base de groupe f. Données de transformateur élévateur de groupe de production (mêmes données que pour la rubrique 6 ci-dessous) g. Type de production (hydraulique, éolienne, à combustible fossile, photovoltaïque, nucléaire, etc.) h. État de service* <p>4. Ligne de transport CA ou circuit [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Paramètres d'impédance (séquence directe) b. Susceptance (charge de ligne) c. Caractéristiques assignées (service normal et d'urgence)* d. État de service* <p>5. Système de transport CC [TO]</p>	<p>7. Systèmes photovoltaïques [GO]</p> <p>8. Compensateurs statiques et transport à courant alternatif flexible [GO, TO et LSE]</p> <p>9. Modèles de réseau à courant continu [TO]</p> <p>10. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>	<p>le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>

³ Y compris les compensateurs synchrones et les centrales à accumulation par pompage.

<p>Régime permanent</p> <p><i>(les items marqués d'un astérisque indiquent que les données sont variables selon l'état ou les conditions d'exploitation du réseau. Ces items peuvent avoir différentes données fournies pour des scénarios de modélisation différents.)</i></p>	<p>Régime dynamique</p> <p><i>(si un modèle créé par l'utilisateur est présenté au lieu d'un modèle générique ou de bibliothèque, il faut en indiquer les caractéristiques, y compris des schémas de principe, les valeurs et le nom de tous les paramètres du modèle et une liste de toutes les variables d'état.)</i></p>	<p>Régime de court-circuit</p>
<p>6. Transformateur (de tension ou déphaseur) [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Tensions nominales des enroulements b. Impédance(s) c. Rapports de prise (tension ou déphasage)* d. Limites minimale et maximale de position de prise e. Nombre de positions de prise (changeur en charge et hors circuit) f. Barre régulée (pour transformateur-régulateur)* g. Caractéristiques assignées (service normal et d'urgence)* h. État de service* <p>7. Compensation de puissance réactive (condensateurs et inductances shunt) [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Admittance (Mvar) de chaque condensateur et inductance b. Limites de plage de tension régulée* (mode de compensation autre que fixe) c. Mode de compensation (fixe, à paliers, continu, etc.) d. Barre régulée* (mode de compensation autre que fixe) e. État de service* <p>8. Compensateurs statiques [TO]</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Limites de puissance réactive b. Consigne de tension* c. Shunt fixe ou commuté, le cas échéant d. État de service* <p>9. Autre information jugée nécessaire pour la modélisation et demandée par le <i>coordonnateur de la planification</i> ou le <i>planificateur de réseau de transport</i> [BA, GO, LSE, TO et TSP]</p>		

Principes directeurs et fondements techniques

Aux fins du développement conjoint des exigences en matière de données et des procédures de déclaration des données en vue de l'élaboration des modèles en régime permanent, en régime dynamique et en régime de court-circuit selon l'exigence E1, si le *planificateur de réseau de transport* (TP) et le *coordonnateur de la planification* (PC) se mettent d'accord, le TP peut recueillir et regrouper, partiellement ou au complet, les données provenant des entités déclarantes, et le TP peut alors fournir ces données directement au (x) PC (s) au nom des entités déclarantes. Les entités déclarantes sont responsables de donner les données tant au TP qu'au PC, mais rien ne les empêche de s'entendre pour les soumettre seulement au TP s'il est entendu que celui-ci les retransmettra au PC. Toutefois, une telle entente ne libère pas l'entité déclarante de sa responsabilité en vertu de la norme, et ne transfère pas à l'entité qui regroupe et retransmet les données la responsabilité imposée à l'entité déclarante en vertu de la norme (en somme, rien n'empêche les parties de convenir de consolider ou d'agir comme un canal pour transmettre les données, et ceci est en fait encouragé dans certaines circonstances, mais l'exigence vise l'acte de soumettre les données). Notamment, le TP n'a nulle obligation de soumettre les données au PC. L'intention, en partie, est de répondre aux préoccupations potentielles de la part des entités qui craindraient d'être considérées comme responsables de la qualité, de la nature et de l'exhaustivité des données qu'elles transmettent pour le compte d'autres entités.

L'exigence E1.3 qui vise les directives de distribution ou d'affichage des exigences en matière de données et des procédures de déclaration peut être respectée de diverses manières, par exemple l'affichage sur un site Web, la distribution directe ou d'autres méthodes établies par le *coordonnateur de la planification* et chacun de ses *planificateurs de réseau de transport*.

Une entité tenue de soumettre des données en vertu de la présente norme et qui a besoin de déterminer le PC de la zone où il se trouve devrait initialement s'adresser au *propriétaire d'installation de transport* (TO) local afin de connaître le PC de ce dernier. Généralement, le PC est le même pour le TO local et pour les entités raccordées au réseau du TO. Si ce n'est pas le cas, le PC du TO local peut généralement fournir les coordonnées des autres PC de la zone. Si l'entité (par exemple, un *propriétaire d'installation de production* [GO]) demande le raccordement d'un nouveau groupe de production, elle peut déterminer quel est le PC de la zone au moment où la demande de raccordement de groupe de production est soumise. Souvent, le TO et le PC correspondent à la même entité ; sinon, le TO peut fournir l'information permettant de joindre le PC. L'entité devrait indiquer comme motif de sa demande au TO qu'elle a besoin de soumettre des données au PC en vertu de la présente norme. Rien dans la formulation proposée des exigences de la présente norme ne vise à nuire à la coordination entre des entités qui souhaiteraient désigner l'une d'entre elles comme simple intermédiaire pour soumettre au PC les données d'une ou de plusieurs d'entre elles. Il suffit que les entités en cause se mettent d'accord, par exemple le GO (ou une autre entité), le TP et le PC. Cela ne libère pas pour autant l'entité déclarante initiale de l'obligation qui lui est faite par la norme de soumettre des données, et l'obligation de conformité n'est pas transmise à l'entité suivante. L'entité déclarante initiale reste tenue de s'assurer que les données ont été soumises au PC selon les exigences de la norme.

Principes directeurs d'application

Le texte de la norme reconnaît que des différences existent entre les *Interconnexions*. Actuellement, les *Interconnexions* de l'Est, du Québec et du Texas élaborent des modèles saisonniers sur une base annuelle, tandis que l'*Interconnexion* de l'Ouest élabore des modèles de manière continue tout au long de l'année. La norme ne vise pas à remettre en question les processus et procédures établies dans chacune des *Interconnexions*, mais plutôt à créer un cadre permettant d'appuyer à la fois les pratiques déjà en place et celles qui pourraient être instaurées à l'avenir, et d'encadrer l'uniformisation de la collecte des données nécessaires à l'élaboration de (s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Dans la situation antérieure à ces deux normes, il n'était pas indiqué explicitement à quelles entités fonctionnelles il incombait de soumettre telles ou telles données. L'annexe 1 précise désormais les entités chargées de déclarer les différentes données nécessaires pour l'élaboration de (s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Justification :

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

Justification pour E1 :

Cette exigence regroupe les concepts des prescriptions en matière de données de la norme MOD-011-0, exigence E1 et de la norme MOD-013-0, exigence E1. Ces exigences originales spécifiaient les types de données de régime permanent et de régime dynamique nécessaires pour modéliser et analyser les conditions en régime permanent et le comportement ou la réponse dynamique dans chaque *Interconnexion*. Les exigences originales, cependant, ne s'étendaient pas à la collecte des données de court-circuit, également nécessaires pour les études de court-circuit. L'ajout des données de court-circuit répond aussi à la directive en instance du paragraphe 290 de l'Ordonnance 890 de la FERC.

Dans la rédaction d'une norme axée sur la performance portant sur les exigences en matière de données de modélisation et sur les procédures de déclaration de ces données, il n'était pas envisageable de tenir compte de tous les détails techniques associés à la préparation et à la déclaration des données de modélisation, puisque beaucoup de ces détails sont liés aux besoins de modélisation en constante évolution de l'industrie ainsi qu'à la terminologie des fournisseurs de logiciels et aux fonctionnalités de leurs produits.

Cette exigence désigne le *coordonnateur de la planification* et ses *planificateurs de réseau de transport* comme étant chargés d'établir conjointement les exigences en matière de données de modélisation et les procédures de déclaration afférentes qui s'appliqueront aux propriétaires de données dans la zone du *coordonnateur de la planification*. Les paragraphes 1155 et 1162 de l'Ordonnance 693 de la FERC stipulent aussi que la norme doit s'appliquer aux *coordonnateurs de la planification*. L'inclusion des *planificateurs de réseau de transport* dans la section Applicabilité vise à permettre aux *planificateurs de réseau de transport* de participer conjointement à l'établissement des exigences en matière de données et des procédures de déclaration.

Principes directeurs d'application

Cette exigence cadre également avec les recommandations de l'analyse du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) de la NERC, intitulée *Proposed Improvements for NERC MOD Standards*, reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier (consultable [ici](#)) :

Outre les recommandations visant à renforcer et à améliorer les normes MOD-010 à MOD-015, l'analyse du SAMS comportait les suggestions d'amélioration suivantes :

- 1) réduire la quantité des normes MOD ;
- 2) ajouter des données de court-circuit comme une exigence aux normes MOD ; et
- 3) fourniture des données et des modèles :
 - a. ajouter une exigence identifiant qui déclare et qui reçoit les données ;
 - b. identifier l'acceptabilité ;
 - c. normaliser le format ;
 - d. comment traiter les nouvelles technologies (modèles créés par l'utilisateur en l'absence de modèle normalisé) ; et
 - e. statuer à propos du partage des données.
- 4) Ces recommandations sont mises en œuvre, premièrement, par la fusion des normes existantes en deux nouvelles normes, l'une pour la déclaration et le regroupement des données, et l'autre pour la validation des modèles de planification. L'ajout de l'exigence de déclaration des données de court-circuit est une autre amélioration par rapport aux normes existantes, qui répond au paragraphe 290 de l'Ordonnance 890 de la FERC. Par ailleurs, la nouvelle norme indique clairement quelles données sont requises et quelle entité fonctionnelle doit les déclarer.
- 5) L'exigence renvoie à une annexe qui énumère explicitement les entités qui doivent déclarer chaque type de données ainsi que les données à déclarer pour le régime permanent, le régime dynamique et le régime de court-circuit.
- 6) Enfin, la décision de combiner les exigences en matière de données de régime permanent, de régime dynamique et de régime de court-circuit en une seule exigence plutôt que d'en rédiger trois renforce l'accent mis sur l'exigence de déclaration de données en général.

Justification pour E2 :

Cette exigence répond au paragraphe 1155 de l'Ordonnance 693 de la FERC, qui stipule que « cette norme de fiabilité doit englober le *responsable de la planification*, puisque celui-ci constitue l'entité chargée de coordonner et d'intégrer les installations de transport et les plans de ressources, et qu'il fait partie des entités responsables de l'intégrité et de l'harmonisation des données. »

Justification pour E3 :

Pour qu'un certain degré d'exactitude dans la représentation d'un réseau électrique soit maintenu, les données déclarées doivent être correctes, vérifiées et mises à jour

Principes directeurs d'application

périodiquement. Les données utilisées pour les études de régime permanent, de régime dynamique et de régime de court-circuit peuvent changer, par exemple, avec l'ajout de nouvelles infrastructures de transport (en comparaison à l'information contenue dans les « tel que construit ») ou par suite de changements effectués en vue de la remise en service du réseau de transport après des événements météorologiques. Les données sur la charge sont sujettes à des changements plus fréquents, et il importe de les mettre à jour lorsque de nouvelles prévisions sont établies.

Cette exigence établit un mécanisme (absent dans les normes actuellement en vigueur) qui permet au *coordonnateur de la planification* et au *planificateur de réseau de transport* de recueillir des données corrigées auprès des entités qui les détiennent. Il s'agit en somme d'une boucle de rétroaction qui permet de corriger des lacunes techniques que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* peut déceler dans les données, comme des doutes sur la pertinence des données ou simplement un format incorrect qui les rend les données inutilisables. Cette exigence établit aussi une contrainte de temps afin de limiter le délai de réponse.

Justification pour E4 :

Cette exigence remplacera les normes MOD-014 et MOD-015.

Cette exigence reconnaît les spécificités des différentes *Interconnexions* relativement au processus d'élaboration des modèles, et impose à chaque *coordonnateur de la planification* l'obligation de rendre disponibles les données de sa zone de planification.

L'exigence établit clairement que les *coordonnateurs de la planification* rendront disponibles les données qu'ils recueillent selon l'exigence E2 en support de leurs cas de base respectifs pour l'échelle de l'*Interconnexion*. Actuellement, diverses entités dans chaque *Interconnexion* élaborent de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ; l'exigence de mettre les données à la disposition « de l'ERO ou de son représentant » met en place des conditions dans lesquelles la NERC, en collaboration avec ces autres entités et avec leur accord, peut désigner les entités appropriées dans chaque *Interconnexion* pour élaborer de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*. Ceci ne désigne pas un groupe ou un processus particulier pour l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*, mais stipule seulement que le *coordonnateur de la planification* doit rendre disponibles les données nécessaires à leur élaboration, dans l'esprit du document *Proposed Improvements to NERC MOD Standards* du SAMS, qui indique (à la page 3) que « les meilleures pratiques de l'industrie et les processus existants doivent être pris en compte dans l'élaboration des exigences, *puisque de nombreuses entités coordonnent déjà utilement leurs efforts.* » (**Enphase ajoutée**)

Cette exigence concerne seulement l'obligation du *coordonnateur de la planification* de fournir l'information permettant d'élaborer de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ; elle ne concerne pas l'élaboration même de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Par exemple, selon les pratiques actuelles, l'ERAG (Eastern Interconnection Reliability Assessment Group) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Est et de l'*Interconnexion* du Québec, le WECC (Western Electricity Coordinating Council) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* de l'Ouest, et l'ERCOT (Electric Reliability Council

Principes directeurs d'application

of Texas) élabore de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion* ERCOT. Cette exigence ne vient pas remettre en cause cette situation ; en supposant que ces organisations continuent de s'entendre, l'ERAG, le WECC et l'ERCOT pourront être considérés comme les « représentants » de l'ERO pour chaque *Interconnexion* visée par cette exigence. De même, l'exigence ne s'oppose pas à des transferts de rôle ; le *coordonnateur de la planification* est tenu de mettre l'information à la disposition de l'ERO ou de toute entité avec laquelle l'ERO s'est entendue et qu'elle a désignée comme destinataire de cette information aux fins de l'élaboration l'élaboration de(s) cas de base pour l'échelle de l'*Interconnexion*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Développée pour consolider et remplacer les normes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1.
1	1 ^{er} mai 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-032-1.	Voir le plan de mise en œuvre publié sur la page Web des normes de fiabilité pour connaître les dates d'entrée en vigueur des exigences.

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 :** Données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques
- 2. Numéro :** MOD-032-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x
- 6. Contexte :** Aucune disposition particulière

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

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

MOD-032-1 – Annexe 1

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x		Nouvelle

A. Introduction

1. **Titre :** Validation de modèle de réseau en régimes permanent et dynamique
2. **Numéro :** MOD-033-1
3. **Objet :** Établir des exigences de validation cohérentes afin de faciliter la collecte de données exactes et l'élaboration de modèles de planification en vue de l'analyse de la fiabilité du réseau de transport interconnecté.
4. **Applicabilité :**

4.1. Entités fonctionnelles :

- 4.1.1. *Responsable de la planification et coordonnateur de la planification*
(désignés ci-après par le terme « *coordonnateur de la planification* »)

Cette norme proposée combine les entités appelées « *responsable de la planification* » et « *coordonnateur de la planification* » dans la liste des entités fonctionnelles visées. Le terme « *coordonnateur de la planification* » est en usage dans le modèle fonctionnel de la NERC, tandis que dans le contexte des critères d'inscription on utilise le terme « *responsable de la planification* ». L'harmonisation entre les deux n'est pas encore faite ; entre-temps, la norme proposée s'applique tant au *responsable de la planification* qu'au *coordonnateur de la planification*.

- 4.1.2. *Coordonnateur de la fiabilité*

- 4.1.3. *Exploitant de réseau de transport*

5. Date d'entrée en vigueur :

La norme MOD-033-1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois après la date d'approbation de cette norme par un organisme gouvernemental pertinent, ou selon les exigences applicables à un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent. Si l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois après la date d'adoption de cette norme par le Conseil d'administration de la NERC, ou selon les exigences applicables au territoire en question.

6. Contexte :

La norme MOD-033-1 existe en conjonction avec la norme MOD-032-1, toutes deux portant sur la modélisation de système et la validation. La norme de fiabilité MOD-032-1 est une consolidation et un remplacement des normes existantes MOD-010-0, MOD-011-0, MOD-012-0, MOD-013-1, MOD-014-0 et MOD-015-0.1; elle

encadre le processus par lequel les propriétaires de données visées doivent soumettre à leurs *planificateurs de réseau de transport* et *coordonnateurs de la planification* respectifs les données nécessaires à l'élaboration des cas de base selon leur *Interconnexion* et pour l'échelle des *Interconnexions*. La norme de fiabilité MOD-033-1 est nouvelle et elle énonce de nouvelles exigences, en vertu desquelles chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté permettant de valider les modèles dans sa zone de planification.

La transition et l'accent de responsabilité mis sur la fonction de *coordonnateur de la planification* dans ces deux normes découlent de plusieurs recommandations et directives de la FERC (d'inclure plusieurs directives restantes de l'Ordonnance 693 de la FERC), qui sont commentées plus en détail sous les rubriques « Justifications » des deux normes. Un des ensembles de recommandations les plus récents et les plus importants provient du Sous-comité sur l'analyse et la modélisation du réseau (SAMS) du Comité de planification de la NERC. Le SAMS propose plusieurs améliorations aux normes sur les données de modélisation, y compris la consolidation des normes existantes (l'analyse est reproduite dans le dossier de référence de décembre 2012 du Comité de planification de la NERC, point 3.4, à partir de la page 99 du fichier ci-après : http://www.nerc.com/comm/PC/Agendas%20Highlights%20and%20Minutes%20DL/2012/2012_Dec_PC%20Agenda.pdf).

L'accent de la validation dans cette norme ne porte pas sur les phénomènes pour l'échelle de l'*Interconnexion*, mais plutôt pour la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification*. Cette norme de fiabilité demande aux *coordonnateurs de la planification* de mettre en œuvre un processus documenté de validation des données pour la modélisation des écoulements de puissance et du comportement dynamique du réseau. Dans le cas du comportement dynamique, la cible des validations sont les événements considérés par le *coordonnateur de la planification* comme des événements locaux dynamiques. Un événement local dynamique pourrait inclure, par exemple, la mise en circuit d'une ligne de transport près d'une centrale électrique. Un événement local dynamique est une perturbation dans le réseau électrique qui entraîne un comportement transitoire mesurable, comme des oscillations. Ceci pourrait impliquer une zone restreinte du réseau ou une centrale électrique qui oscille par rapport au reste du réseau. Le reste du réseau ne devrait pas s'en trouver perturbé. Les oscillations qui touchent de grandes parties du réseau ne constituent pas des événements locaux. Toutefois, un événement local dynamique pourrait faire partie d'une perturbation de plus grande ampleur touchant de grandes étendues du réseau.

B. Exigences et Mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté de validation des données comprenant les éléments suivants : [*Facteur de risque (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- 1.1.** Une comparaison entre le comportement de la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification* dans un modèle d'écoulement de puissance de planification et le comportement réel du réseau, représenté par les données d'un estimateur d'état ou d'autres sources de données en temps réel, au moins une fois tous les 24 mois civils par simulation ;
 - 1.2.** Une comparaison entre le comportement de la portion de réseau existant du *coordonnateur de la planification* dans un modèle dynamique de planification et le comportement réel du réseau, par simulation d'un événement local dynamique, au moins tous les 24 mois civils (utiliser un événement local dynamique survenant dans les 24 mois civils suivant le dernier événement local dynamique utilisé pour comparaison, et effectuer la comparaison dans un délai de 24 mois civils suivant l'événement local dynamique). Si aucun événement local dynamique ne survient dans l'intervalle de 24 mois civils, utiliser l'événement local dynamique suivant à survenir ;
 - 1.3.** Les principes directeurs à appliquer par le *coordonnateur de la planification* pour déterminer les divergences de comportement inacceptables dans le cadre des parties 1.1 ou 1.2 ; et
 - 1.4.** Les principes directeurs à suivre pour corriger les divergences de comportement jugées inacceptables dans le cadre de la partie 1.3.
- M1.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit détenir une pièce justificative attestant qu'il a établi un processus documenté de validation conformément à l'exigence E1, ainsi qu'une pièce justificative attestant la mise en œuvre des éléments requis de ce processus.
- E2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport* doit transmettre, dans un délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, des données sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) à tout *coordonnateur de la planification* qui procède à une validation en vertu de l'exigence E1, par exemple des données d'estimateur d'état ou d'autres données en temps réel (y compris des enregistrements de données de perturbation) nécessaires pour la validation par comparaison avec le comportement réel du réseau. *[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]*
- M2.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité et exploitant de réseau de transport* doit détenir une pièce justificative (par exemple des courriels ou des reçus postaux indiquant le destinataire et la date) attestant qu'il a transmis les données demandées (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne dispose pas de telles données) à tout *coordonnateur de la planification* qui procède à une validation en vertu de l'exigence E1, dans un délai de 30 jours après en avoir reçu la demande écrite, conformément à l'exigence E2. S'il n'a pas reçu de demande de données de validation de la part d'un *coordonnateur de la planification*, le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* doit pouvoir présenter une déclaration écrite à cet égard.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

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

L'entité visée doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant la conformité aux exigences E1 et E2 ainsi qu'aux mesures M1 et M2 depuis le dernier audit, à moins que son responsable de la surveillance de l'application des normes lui demande de conserver certains documents plus longtemps aux fins d'une enquête.

Si une entité visée est jugée non conforme, 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 responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.

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

La section 3.0 de l'annexe 4C des règles de procédure de la NERC comporte une liste des processus de surveillance et d'évaluation de la conformité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification à long terme	Moyen	<p>Le coordonnateur de la planification a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant un des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de 28 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.2 dans un délai de</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant deux des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 28 mois civils et inférieur ou égal à 32 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a documenté et mis en œuvre un processus de validation des données, mais en omettant trois des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 24 mois civils, mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 32 mois civils et inférieur ou égal à 36 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation</p>	<p>Le coordonnateur de la planification n'a pas établi de processus de validation, ou n'a documenté ou mis en œuvre aucun des quatre éléments requis à l'exigence E1.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas validé sa partie du réseau dans le modèle d'écoulement de puissance comme requis à la partie 1.1 dans un délai de 36 mois civils.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.2 dans un délai de 36 mois civils (ou après</p>

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de 28 mois civils.	1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 28 mois civils et inférieur ou égal à 32 mois civils.	comme requis à la partie 1.2 dans un délai de 24 mois civils (ou après l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois), mais il a effectué la simulation dans un délai de plus de 32 mois civils et inférieur ou égal à 36 mois civils.	l'événement local dynamique suivant si l'intervalle entre les événements dépasse la période de 24 mois).
E2	Planification à long terme	Faible	Le coordonnateur de la fiabilité ou l'exploitant de réseau de transport n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au coordonnateur de la planification demandeur, le, dans un délai de 30 jours civils	Le coordonnateur de la fiabilité ou l'exploitant de réseau de transport n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au coordonnateur de la planification demandeur, dans un délai de 30 jours civils	Le coordonnateur de la fiabilité ou l'exploitant de réseau de transport n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au coordonnateur de la planification demandeur, dans un	Le coordonnateur de la fiabilité ou l'exploitant de réseau de transport n'a pas transmis les données demandées sur le comportement réel du réseau (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) au coordonnateur de la planification demandeur, dans un

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai inférieur ou égal à 45 jours civils.	suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai supérieur à 45 jours civils, mais inférieur ou égal à 60 jours civils.	délai de 30 jours civils suivant une demande écrite, mais il a transmis les données (ou une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas de telles données) dans un délai supérieur à 60 jours civils, mais inférieur ou égal à 75 jours civils.	délai de 75 jours civils. OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> a transmis une réponse écrite indiquant qu'il ne détient pas les données demandées, alors qu'il détenait ces données.

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Principes directeurs et fondements techniques

Exigence E1 :

Cette exigence établit la nécessité de mettre en œuvre un processus de validation, mais sans préciser de méthode ou de procédure particulière au-delà d'un certain nombre d'éléments énoncés de façon générale. Pour de plus amples renseignements sur les procédures de validation suggérées, consulter le document *Procedures for Validation of Powerflow and Dynamics Cases* produit par le Groupe de travail sur la modélisation de la NERC.

Les détails du processus sont laissés à la discrétion du *coordonnateur de la planification*, mais celui-ci doit établir et incorporer à son processus des critères permettant de déterminer si les divergences entre le comportement prévu du réseau et son comportement réel sont acceptables ou non.

Pour la validation selon la partie 1.1, les données d'estimateur d'état ou les autres données en temps réel doivent correspondre le plus possible à la pointe du réseau. Cependant, d'autres clichés du réseau pourront être utilisés si le *coordonnateur de la planification* les juge plus appropriés. Bien que l'exigence prescrive un intervalle de 24 mois civils, un intervalle plus court est en fait souhaitable.

Dans le cadre de la comparaison prescrite à la partie 1.1, le *coordonnateur de la planification* peut prendre en compte, notamment, les éléments suivants :

1. la charge du réseau ;
2. la topologie et autres paramètres du réseau de transport ;
3. la tension aux principaux jeux de barres ; et
4. les transits dans les artères principales de transport.

La validation selon la partie 1.1 nécessiterait la prise en compte des facteurs de répartition et des facteurs de puissance de la charge (selon le cas) utilisés dans les modèles d'écoulement de puissance. Cette validation peut être faite à partir de données de charge mesurées directement, en l'absence de données d'estimateur d'état. La comparaison des facteurs de répartition de la charge et des facteurs de puissance du réseau doit être effectuée à l'échelle globale de l'entreprise ou à celle de la zone de l'écoulement de puissance à tout le moins ; elle peut aussi se faire, selon le jugement du *coordonnateur de la planification*, à l'échelle des jeux de barres ou de régions nécessitant une alimentation locale importante (par exemple dans la zone d'un *responsable de l'équilibrage*), ou dans des zones plus restreintes.

Pour la validation du modèle de comportement en régime dynamique selon la partie 1.2, l'étendue est limitée à la zone de planification du *coordonnateur de la planification* ; la comparaison doit porter sur les événements ou les phénomènes locaux, et non à l'échelle de l'*Interconnexion*.

Dans le cadre de la partie 1.2, la comparaison entre les simulations et les données réelles du réseau peut porter sur les événements suivants :

- oscillations de tension aux jeux de barres principaux ;
- fréquence du réseau (événements avec excursions en fréquence) ;

Principes directeurs d'application

- oscillations de puissance active et réactive pour les groupes de production et les lignes principales d'interconnexion.

Il n'est pas vraiment possible de prévoir quand peut survenir un événement local dynamique. À cause des complexités de l'analyse nécessaire pour la simulation, la partie 1.2 stipule que l'intervalle « au moins tous les 24 mois civils » entre les comparaisons s'applique en fait aux événements locaux dynamiques eux-mêmes, et qu'un délai de 24 mois est accordé après l'événement local dynamique retenu. Cet éclaircissement vise à éviter que le PC ne se retrouve dans une circonstance temporelle qui rendrait la conformité impossible. Si l'intervalle indiqué englobait le délai d'exécution de la comparaison, on pourrait avoir une situation où l'événement surviendrait 23 mois après la comparaison précédente, ce qui laisserait à peine un mois pour la comparaison ; et compte tenu du délai de 30 jours de l'exigence E2 pour la transmission par les TOP ou les RC des données sur le comportement réel du réseau (si elles sont nécessaires pour la comparaison), il serait potentiellement impossible de terminer la comparaison à l'intérieur du délai de 24 mois.

C'est pourquoi le texte de l'exigence précise que l'intervalle entre les événements locaux dynamiques utilisés pour les comparaisons est d'au plus 24 mois entre ceux-ci (sous réserve d'un intervalle plus long, comme il est indiqué à la fin de la partie 1.2, s'il s'écoule plus de 24 mois avant l'événement local dynamique suivant, la comparaison devant alors se faire avec le premier événement à survenir par la suite). Chaque comparaison doit être effectuée dans un délai de 24 mois suivant l'événement local dynamique retenu. Ainsi, le problème potentiel décrit plus haut dans le cas d'un événement local dynamique qui surviendrait après 23 mois est écarté. Par exemple, si un PC utilise pour comparaison un événement local dynamique qui survient le 1^{er} jour du 1^{er} mois, il dispose de 24 mois civils à partir de cet événement pour terminer la comparaison. Si l'événement local dynamique suivant choisi par le PC pour la comparaison survient au 23^e mois, le PC dispose de 24 mois à compter de ce deuxième événement pour effectuer la comparaison.

La partie 1.3 stipule que le PC doit intégrer à son processus documenté de validation des principes directeurs permettant de déterminer si les divergences entre les résultats de simulation et le comportement réel du réseau sont acceptables ou non. Le PC peut élaborer lui-même les principes directeurs ou directives prescrits aux parties 1.3 et 1.4, renvoyer à d'autres principes directeurs ou directives établis, ou les deux. Pour la comparaison avec le modèle d'écoulement de puissance, par exemple, le critère pourrait être un écart d'au plus 10 % ou 100 MW, selon la valeur la plus élevée, entre les transits sur les lignes à 500 kV ; différentes valeurs en pourcentage ou en MW pourraient être établies pour différents niveaux de tension. Ou encore, le critère de comparaison des tensions pourrait spécifier un écart d'au plus 1 %. L'important est que les principes directeurs intégrés au processus documenté de validation soient pertinents au réseau du *coordonnateur de la planification*. Pour ce qui est de la comparaison d'événements dynamiques, les principes directeurs peuvent être moins précis, mais la comparaison doit conclure à des résultats concordants. Par exemple, un principe directeur pourrait demander de tracer le résultat de la simulation sur le même graphique que le comportement réel du réseau, et de comparer visuellement les deux tracés afin d'établir leur degré de ressemblance. Ou encore, un principe directeur pourrait être un écart d'au plus 20 % entre le temps de montée du comportement transitoire dans la simulation par rapport à celui

Principes directeurs d'application

du comportement réel du réseau. Tout comme pour les critères de comparaison en écoulement de puissance, les critères de comparaison en régime dynamique doivent être pertinents au réseau du *coordonnateur de la planification*.

Les directives que le PC incorpore à son processus documenté de validation pour corriger les divergences selon la partie 1.4 pourraient prescrire une coordination directe avec le propriétaire des données et, si nécessaire, renvoyer à l'exigence E3 de la norme MOD-032-1 (la validation effectuée selon la partie 1.4 pourrait révéler des lacunes techniques dans les données). Autrement dit, bien que la présente norme porte sur la validation, les résultats de la validation peuvent révéler le besoin de corriger des données fournies en vertu de la norme sur les données de modélisation. Si un modèle générique ou comportant des données estimatives est utilisé pour un groupe de production et que le comportement du modèle ne correspond pas au comportement réel, il faut alors corriger les données estimatives ou demander au fournisseur des données un modèle plus détaillé.

Bien que la validation porte essentiellement sur la zone de planification du *coordonnateur de la planification*, le modèle utilisé doit couvrir une partie de l'*Interconnexion* plus étendue que la zone du *coordonnateur de la planification*. S'il est possible de faire correspondre les simulations au comportement réel du réseau au moyen de changements raisonnables aux données dans la zone du *coordonnateur de la planification*, ce dernier devrait apporter ces changements en coordination avec le fournisseur des données. Cependant, pour certaines perturbations, les données dans la zone du *coordonnateur de la planification* peuvent ne pas être la cause de la divergence entre les simulations et le comportement réel. Ces situations doivent être signalées à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO). Les directives intégrées par le *coordonnateur de la planification* à son processus documenté selon la partie 1.4 pourraient s'y appliquer.

Justification :

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

Justification pour E1 :

Au paragraphe 1210 de son Ordonnance 693, la FERC demande que soit formulée « une exigence de valider les modèles par comparaison au comportement réel du réseau ». La FERC ajoute au paragraphe 1211 que « les événements réels du réseau doivent être simulés et, si le résultat du modèle ne respecte pas la marge d'exactitude prescrite, il faut modifier le modèle de manière à obtenir l'exactitude nécessaire ». Le paragraphe 1220, de même, demande de valider les modèles de comportement en régime dynamique de réseau par comparaison au comportement réel du réseau. Au paragraphe 290 de son Ordonnance 890, la FERC stipule que « les modèles doivent être mis à jour et comparés à des événements réels ». L'exigence E1 répond à ces diverses prescriptions.

L'exigence E1 stipule que le *coordonnateur de la planification* doit mettre en œuvre un processus documenté afin de valider les données dans sa zone de planification pour les modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique par

Principes directeurs d'application

comparaison entre le comportement réel et le comportement prévu, ce qui va dans le sens des directives de la FERC. La validation de modèles pour l'échelle de l'*Interconnexion* est laissée à l'organisation de la fiabilité de l'électricité (ERO) ou à ses représentants, et ne tombe pas dans le champ d'application de la présente norme. Les éléments suivants ont été choisis pour l'exigence de validation :

- A. la comparaison entre le comportement du réseau existant dans un modèle de planification d'écoulement de puissance et le comportement réel du réseau ; et
- B. la comparaison entre le comportement du réseau existant dans un modèle de planification de comportement en régime dynamique et le comportement réel du réseau.

Ces validations permettront d'obtenir des modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique plus fidèles, d'où une meilleure corrélation entre les transits et les tensions du réseau calculés dans les études d'écoulement de puissance et les valeurs réelles observées par l'exploitant de réseau en cas de panne de courant. Des améliorations semblables sont à prévoir pour les études de régime dynamique, de telle sorte que leurs résultats correspondront plus étroitement aux réactions réelles du réseau électrique aux perturbations.

La validation des données de modélisation est une pratique souhaitable dans le secteur de l'électricité, mais cette activité ne se prête pas facilement au langage des exigences des normes de fiabilité. En outre, il serait difficile d'établir des indications quant aux seuils de perturbation à valider et quant à la manière de les déterminer. C'est pourquoi cette exigence consiste à demander au *coordonnateur de la planification* de procéder à la validation selon son propre processus, qui doit comprendre les parties 1.1 à 1.4, sans préciser aucunement la manière dont doit se faire la validation, nécessairement liée aux circonstances. Pour d'autres validations, mieux vaut procéder par lignes directrices plutôt que par les exigences d'une norme.

Justification pour E2 :

Le *coordonnateur de la planification* aura besoin de données sur le comportement réel du réseau afin d'effectuer les validations demandées à l'exigence E1. Le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* peut détenir ces données. L'exigence E2 demande donc au *coordonnateur de la fiabilité* et à l'*exploitant de réseau de transport* de fournir les données réelles du réseau, s'il détient de telles données, à tout *coordonnateur de la planification* qui en fait la demande aux fins de la validation d'un modèle selon l'exigence E1.

Cette exigence pourrait aussi s'étendre à l'information que le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* détient sur les lieux mêmes d'exploitation. Par exemple, si un synchrophaseur ou un oscillo-perturbographe présent dans une installation de production enregistre la perturbation, on considère normalement que le *coordonnateur de la fiabilité* ou l'*exploitant de réseau de transport* détient ces données.

Principes directeurs d'application

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	6 février 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	Élaboration à titre de nouvelle norme portant sur la validation du réseau pour la mise en œuvre de dispositions en instance de l'Ordonnance 693 de la FERC et de recommandations de diverses autres sources.
1	1 ^{er} mai 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme MOD-033-1.	

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 :** Validation de modèle de réseau en régimes permanent et dynamique
- 2. Numéro :** MOD-033-1
- 3. Objet :** Aucune disposition particulière
- 4. Applicabilité :**
 - 4.1. Entités fonctionnelles**
Aucune disposition particulière
- 5. Date d'entrée en vigueur :**
 - 5.1.** Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : xx mois 201x
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x
- 6. Contexte :** Aucune disposition particulière

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

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	xx mois 201x		Nouvelle