

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, par simulation au moins une fois tous les 24 mois civils ;
 - 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 des mesures pour assurer la conformité

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 <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie 1.2 dans un délai de</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation comme requis à la partie</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas effectué la simulation</p>	<p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> 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 <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de 30 jours civils suivant	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de 30 jours civils suivant	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ou l' <i>exploitant de réseau de transport</i> 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 <i>coordonnateur de la planification</i> demandeur, dans un délai de

E #	Horizon de temps	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			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.	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.	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.	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 d'application

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 : 22 décembre 2016
 - 5.2.** Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 22 décembre 2016
 - 5.3.** Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 1^{er} janvier 2019
- 6. Contexte :** Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

- 1. Processus de surveillance de la conformité**
 - 1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité**
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**
Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformité
Soumission périodique de données
Déclaration de non-conformité
Rapport par exception
Enquête à la suite d'une plainte
 - 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	22 décembre 2016	Nouvelle annexe	Nouvelle