

A. Introduction

1. **Titre :** Surveillance des perturbations et production des données
2. **Numéro :** PRC-002-2
3. **Objet :** Obtenir des données permettant une bonne analyse des *perturbations* dans le *système de production-transport d'électricité* (BES).
4. **Applicabilité :**
Entités fonctionnelles :
 - 4.1. Entité responsable :
 - 4.1.1 pour l'*Interconnexion* de l'Est, le *coordonnateur de la planification* ;
 - 4.1.2 pour l'*Interconnexion* ERCOT, le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité* ;
 - 4.1.3 pour l'*Interconnexion* de l'Ouest, le *coordonnateur de la fiabilité* ;
 - 4.1.4 pour l'*Interconnexion* du Québec, le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité* ;
 - 4.2. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.3. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :**
Voir le plan de mise en œuvre.

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
 - 1.1 désigner les jeux de barres du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, conformément à la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme PRC-002-2 ;
 - 1.2 dans les 90 jours civils suivant l'exécution de l'alinéa 1.1, aviser les autres propriétaires d'*éléments* du *BES* raccordés aux jeux de barres désignés, le cas échéant, que des données ECE ou ED sont exigées pour les *éléments* du *BES* en question ;
 - 1.3 réévaluer tous les jeux de barres du *BES* selon l'alinéa 1.1 au moins une fois toutes les cinq années civiles et aviser les autres propriétaires, le cas échéant, conformément à l'alinéa 1.2, et mettre en application la liste des jeux de barres ainsi mise à jour conformément au plan de mise en œuvre.
- M1. Le *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une liste datée (en format papier ou électronique), établie conformément à l'annexe 1 de la norme PRC-002-2, des jeux de barres du *BES* pour lesquels des données ECE et ED sont exigées, ainsi qu'une ou des pièces justificatives attestant que tous les jeux de barres du *BES* ont été réévalués selon l'intervalle prescrit à l'alinéa 1.3 de l'exigence E1. Le *propriétaire d'installation de transport* doit aussi détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant qu'il a avisé les autres propriétaires conformément à l'alinéa 1.2 de l'exigence E1.

- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données ECE de position de disjoncteur (ouvert ou fermé) pour chacun de ses disjoncteurs raccordés directement aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et associés aux *éléments* du BES raccordés à ces jeux de barres.
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- M2.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que des données ECE de position de disjoncteur ont été recueillies conformément à l'exigence E2. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les raccordements et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ; ou 3) des dessins de poste.
- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données ED permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes, pour chaque enregistrement de défaut concernant ses *éléments* du BES raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 3.1.** tension phase-neutre pour chaque phase de chaque jeu de barres désigné ;
- 3.2.** chaque courant de phase et le courant de neutre ou résiduel pour les *éléments* du BES suivants : transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;
- 3.2.2.** lignes de transport.
- M3.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données ED suffisantes pour déterminer les grandeurs électriques conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou obtenues par calcul ; ou 3) des dessins de poste.
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit, pour les données ED de l'exigence E3, respecter les indications suivantes :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 4.1.** le ou les enregistrements comprennent :
- une longueur d'enregistrement d'au moins deux cycles avant le déclenchement et une longueur totale d'enregistrement d'au moins 30 cycles pour un même point de déclenchement ; ou
 - les données d'au moins deux cycles avant le déclenchement, des trois premiers cycles après le déclenchement, et du cycle final du défaut tel que capté par l'enregistreur de défaut.
- 4.2.** la fréquence d'enregistrement est d'au moins 16 points par cycle ;
- 4.3.** l'enregistrement est déclenché pour au moins les événements suivants :
- 4.3.1.** surintensité dans le neutre (courant résiduel) ;

4.3.2. sous-tension ou surintensité dans une phase.

M4. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ED sont conformes à l'exigence E4. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques de l'équipement (alinéa 4.2 de l'exigence 4) et les configurations ou réglages de l'équipement (alinéas 4.1 et 4.3) ; ou 2) des données réellement enregistrées ou déduites.

E5. Chaque entité responsable doit :

[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

5.1. désigner les *éléments* du *BES* pour lesquels des données d'enregistrement des *perturbations* dynamiques (EPD) sont exigées, notamment les éléments suivants :

5.1.1. ressources de production :

5.1.1.1. ayant une puissance nominale brute d'au moins 500 MVA ;

5.1.1.2. ayant une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA ;

5.1.2. au moins un *élément* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation du réseau (SOL)* relative à la stabilité (angulaire ou en tension) ;

5.1.3. chaque borne d'un circuit à courant continu haute tension (CCHT) ayant une puissance nominale d'au moins 300 MVA dans la partie à courant alternatif du convertisseur ;

5.1.4. un ou plusieurs *éléments* du *BES* faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ;

5.1.5. au moins un *élément* du *BES* situé dans une importante zone sensible aux variations de tension, c'est-à-dire une zone à laquelle s'applique un programme de délestage en sous-tension (DST) en service ;

5.2. établir une couverture EPD minimale, à l'inclusion des *éléments* du *BES* désignés selon l'alinéa 5.1, laquelle doit comporter au moins :

5.2.1. un *élément* du *BES* ; et

5.2.2. un *élément* du *BES* par tranche de 3 000 MW de la demande de *pointe* simultanée historique de l'entité responsable ;

5.3. dans les 90 jours civils suivant l'exécution de l'alinéa 5.1, aviser tous les propriétaires des *éléments* du *BES* ainsi désignés que des données EPD seront exigibles sur demande pour les *éléments* du *BES* en question ;

5.4. réévaluer tous les *éléments* du *BES* selon les alinéas 5.1 et 5.2, au moins une fois toutes les cinq années civiles, et aviser leurs propriétaires conformément à l'alinéa 5.3 de mettre en application la liste des *éléments* du *BES* ainsi mise à jour conformément au plan de mise en œuvre.

- M5.** L'entité responsable doit détenir une liste datée (en format papier ou électronique) des *éléments* du BES pour lesquelles des données EPD sont exigées, établie selon les alinéas 5.1 et 5.2 et réévaluée selon l'alinéa 5.4 de l'exigence E5. L'entité responsable doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant que chaque *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* a été avisé conformément à l'alinéa 5.3 ; ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des lettres, des courriels, des fichiers électroniques ou des copies papier attestant que l'information a été transmise.
- E6.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit avoir des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun de ses *éléments* du BES qui lui ont été notifiés selon l'exigence E5 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 6.1.** une tension phase-neutre ou de composante directe ;
 - 6.2.** le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 6.1 ou le courant de composante directe ;
 - 6.3.** les flux de *puissance active* et *réactive* triphasés correspondant à tous les circuits pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;
 - 6.4.** la fréquence de toute tension spécifiée à l'alinéa 6.1.
- M6.** Le *propriétaire d'installation de transport* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E6. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.
- E7.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques suivantes pour chacun de ses *éléments* du BES qui lui ont été notifiés selon l'exigence E5 :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 7.1.** une tension phase-neutre, phase-phase ou de composante directe, du côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production ;
 - 7.2.** le courant de phase correspondant à la tension phase-neutre de l'alinéa 7.1, le courant correspondant à toute tension phase-phase ou le courant de composante directe ;
 - 7.3.** les flux de *puissance active* et *réactive* triphasés correspondant à tous les circuits pour lesquels des mesures de courant sont exigées ;
 - 7.4.** la fréquence d'au moins une tension spécifiée à l'alinéa 7.1.

M7. Le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant qu'il a des données EPD permettant de déterminer les grandeurs électriques prescrites à l'exigence E7. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; 2) des données réellement enregistrées ou déduites ; ou 3) des dessins de poste.

E8. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* tenu de produire des données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5 doit avoir une capacité d'enregistrement et de stockage continus des données. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la norme et dépourvu de capacité d'enregistrement continu, les enregistrements obtenus sur déclenchement doivent répondre aux critères suivants :

[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

8.1 longueur d'enregistrement sur déclenchement d'au moins trois minutes ;

8.2 au moins un des trois seuils de déclenchement suivants :

- écart par rapport à la fréquence nominale :

	Min.	Max.
○ <i>Interconnexion</i> de l'Est	< 59,75 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> de l'Ouest	< 59,55 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> ERCOT	< 59,35 Hz	> 61,0 Hz
○ <i>Interconnexion</i> du Québec	< 58,55 Hz	> 61,5 Hz

- taux de variation de la fréquence :

	Min.	Max.
○ <i>Interconnexion</i> de l'Est	< -0,03125 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> de l'Ouest	< -0,05625 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> ERCOT	< -0,08125 Hz/s	> 0,125 Hz/s
○ <i>Interconnexion</i> du Québec	< -0,18125 Hz/s	> 0,1875 Hz/s

- écart en sous-tension réglé à au moins 85 % de la tension d'exploitation normale pendant cinq secondes.

M8. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant l'enregistrement et du stockage de données selon l'exigence E8. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques et les configurations de l'équipement (y compris une norme de conception uniforme jugée représentative des installations normales) ; ou 2) des enregistrements réels de données.

- E9.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* tenu de produire des données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5 doit faire en sorte que ces données EPD respectent les critères suivants :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 9.1. une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde ;
 - 9.2. une fréquence d'enregistrement des grandeurs électriques d'au moins 30 fois par seconde.
- M9.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données EPD sont conformes à l'exigence E9. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques de l'équipement (alinéas 9.1 et 9.2 de l'exigence E9) ; ou 2) des enregistrements réels de données (alinéa 9.2).
- E10.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit synchroniser toutes les données ECE et ED pour les jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et toutes les données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5, conformément aux critères suivants :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 10.1. synchronisation au temps universel coordonné (UTC), avec ou sans décalage de l'heure locale ;
 - 10.2. précision de ± 2 millisecondes pour la synchronisation d'horloge de l'équipement par rapport à l'UTC.
- M10.** Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant la synchronisation selon l'exigence E10. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des documents décrivant les caractéristiques, les configurations ou les réglages de l'équipement ; 2) une indication ou un statut de synchronisation ; ou 3) des dessins de poste.
- E11.** Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit fournir à l'entité responsable, à l'entité régionale ou à la NERC, sur demande, toutes les données ECE et ED pour les jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et toutes les données EPD pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E5, selon les modalités suivantes :
[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]
- 11.1 les données doivent être conservées pendant une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement ;
 - 11.2 les données visées par l'alinéa 11.1 doivent être fournies dans un délai d'au plus 30 jours civils suivant la demande, sauf si le demandeur consent à un délai plus long ;
 - 11.3 les données ECE doivent être fournies au format CSV (valeurs séparées par des virgules) avec encodage ASCII, selon les indications de l'annexe 2 ;
 - 11.4 les données ED et EPD doivent être fournies sous forme de fichiers électroniques au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente ;

11.5 les noms de fichier de données doivent respecter la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, révision C37.232-2011 ou plus récente.

M11. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives (en format papier ou électronique) attestant que les données ont été transmises sur demande conformément à l'exigence E11. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des transmissions datées de fichiers formatés à l'entité demandeuse ; 2) des documents décrivant la capacité de stockage de données, les caractéristiques, les configurations et les réglages de l'équipement ; ou 3) des enregistrements réels des données.

E12. Chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* doit, dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une perte de capacité d'enregistrement de données ECE, ED ou EPD :

[Facteur de risque (VRF) : faible] [Horizon : planification à long terme]

- rétablir la capacité d'enregistrement ; ou
- soumettre à l'entité régionale un *plan d'actions correctives* et mettre en œuvre ce plan.

M12. Le *propriétaire d'installation de transport* ou le *propriétaire d'installation de production* doit détenir une ou des pièces justificatives datées (en format papier ou électronique) attestant sa conformité à l'exigence E12. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment : 1) des constats de défaillance datés ; 2) une documentation indiquant la date de rétablissement de l'enregistrement des données ; 3) des enregistrements SCADA ; ou 4) une transmission datée de *plan d'actions correctives* à l'entité régionale et une ou des pièces justificatives attestant la mise en œuvre du plan.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1 Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2 Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de transport*, le *propriétaire d'installation de production*, le *coordonnateur de la planification* et le *coordonnateur de la fiabilité* doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le *responsable des mesures pour assurer la conformité* leur

ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives de conformité à l'exigence E1 et à la mesure M1 pendant cinq années civiles.

Le *propriétaire d'installation de transport* doit conserver les pièces justificatives de conformité à l'exigence E6 et à la mesure M6 pendant trois années civiles.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives de conformité à l'exigence E7 et à la mesure M7 pendant trois années civiles.

Le *propriétaire d'installation de transport* et le *propriétaire d'installation de production* doivent conserver les pièces justificatives des données demandées en vertu des exigences E2, E3, E4, E8, E9, E10, E11 et E12 ainsi que des mesures M2, M3, M4, M8, M9, M10, M11 et M12 pendant trois années civiles.

L'entité responsable (le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité*, selon le cas) doit conserver les pièces justificatives de conformité à l'exigence E5 et à la mesure M5 pendant cinq années civiles.

Si un *propriétaire d'installation de transport*, un *propriétaire d'installation de production* ou une entité responsable est jugé non conforme à une exigence, il 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 des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3 Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.4 Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E1	Planification à long terme	Faible	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 80 % et moins de 100 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard d'au plus 10 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 70 % et au plus 80 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour plus de 60 % et au plus 70 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de transport a désigné les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1 pour au plus 60 % de ses jeux de barres du BES.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a évalué les jeux de barres du BES selon l'alinéa 1.1 ou 1.3 de l'exigence E1, mais avec un retard de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de transport a avisé les autres propriétaires d'installation de transport, selon l'alinéa 1.2 de l'exigence E1, avec un retard de plus de 30 jours civils.</p>

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E2	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit selon l'exigence E2 plus de 80 % et moins de 100 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit selon l'exigence E2 plus de 70 % et au plus 80 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit selon l'exigence E2 plus de 60 % et au plus 70 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit selon l'exigence E2 au plus 60 % des données ECE de position (ouvert ou fermé) pour ses disjoncteurs raccordés aux jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1.
E3	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données ED permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d' <i>éléments</i> du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données ED permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d' <i>éléments</i> du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données ED permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d' <i>éléments</i> du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données ED permettant de déterminer au plus 60 % du total des grandeurs électriques prescrites (produit du nombre total d' <i>éléments</i> du BES à surveiller selon l'exigence E3 et du nombre de grandeurs électriques spécifiées aux alinéas 3.1 et 3.2).

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E4	Planification à long terme	Faible	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.	Les données ED du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent au plus 60 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E4.
E5	Planification à long terme	Faible	<p>L'entité responsable a désigné plus de 80 % et moins de 100 % des <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a désigné les <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard d'au plus 30 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un</p>	<p>L'entité responsable a désigné plus de 70 % et au plus 80 % des <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a désigné les <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours civils et d'au plus 60 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de</p>	<p>L'entité responsable a désigné plus de 60 % et au plus 70 % des <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a désigné les <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 60 jours civils et d'au plus 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de</p>	<p>L'entité responsable a désigné au plus 60 % des <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a désigné les <i>éléments</i> du BES pour lesquels des données EPD sont exigées selon l'alinéa 5.1 ou 5.4 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 90 jours civils.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable a avisé les autres propriétaires selon l'alinéa 5.3 de l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 30 jours</p>

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
			retard d'au plus 10 jours civils.	l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 10 jours civils et d'au plus 20 jours civils.	l'exigence E5, mais avec un retard de plus de 20 jours civils et d'au plus 30 jours civils.	civils. OU L'entité responsable n'a pas établi la couverture EPD minimale prescrite à l'alinéa 5.2 de l'exigence E5
E6	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> n'a pas produit les données EPD prescrites aux alinéas 6.1 à 6.4 de l'exigence E6.
E7	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 80 % et moins de 100 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 70 % et au plus 80 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> a produit des données EPD permettant de déterminer plus de 60 % et au plus 70 % du total des grandeurs électriques prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7 pour tous les <i>éléments</i> du BES qui lui ont été notifiés.	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas produit les données EPD prescrites aux alinéas 7.1 à 7.4 de l'exigence E7.

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E8	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 80 % et moins de 100 % de ses <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 70 % et au plus 80 % de ses <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a établi une capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour plus de 60 % et au plus 70 % de ses <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas établi de capacité d'enregistrement continu ou non continu de données EPD, selon l'exigence E8, pour ses <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.
E9	Planification à long terme	Faible	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 80 % et moins de 100 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 70 % et au plus 80 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent plus de 60 % et au plus 70 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.	Les données EPD du <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou du <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent au plus 60 % du total des indications d'enregistrement de l'exigence E9.

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E10	Planification à long terme	Faible	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 90 % et moins de 100 % des jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 80 % et au plus 90 % des jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour plus de 70 % et au plus 80 % des jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.	Le propriétaire d'installation de transport ou le propriétaire d'installation de production a synchronisé selon les alinéas 10.1 et 10.2 de l'exigence E10 les données ECE, ED et EPD pour au plus 70 % des jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et des <i>éléments</i> du BES désignés selon l'exigence E5.

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E11	Planification à long terme	Faible	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 30 jours civils et moins de 40 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 90 % et moins de 100 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 90 % des données et moins de 100 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 40 jours civils et au plus 50 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 80 % et au plus 90 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 80 % et au plus 90 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus de 50 jours civils et au plus 60 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a fourni plus de 70 % et au plus 80 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Plus de 70 % et au plus 80 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>	<p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas fourni les données demandées en vertu de l'alinéa 11.1 de l'exigence E11 plus que 60 jours civils après la demande, sauf si le demandeur a consenti à un délai plus long.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas n'a pas fourni moins de 70 % des données demandées en vertu de l'exigence E11.</p> <p>OU</p> <p>Au plus 70 % des données fournies par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> respectent les critères de format des alinéas 11.3 à 11.5 de l'exigence E11.</p>

E#	Horizon	VRF	Niveau de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modérée	VSL élevée	VSL critique
E12	Planification à long terme	Faible	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'entité régionale un plan d'actions correctives selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 90 jours civils et d'au plus 100 jours civils après la découverte de la perte en question.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'entité régionale un plan d'actions correctives selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 100 jours civils et d'au plus 110 jours civils après la découverte de la perte en question.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'entité régionale un plan d'actions correctives selon l'exigence E12 dans un délai de plus de 110 jours civils et d'au plus 120 jours civils après la découverte de la perte en question. OU Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> a soumis un plan d'actions correctives à l'entité régionale selon l'exigence E12, mais ne l'a pas mis en œuvre.	Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas signalé une perte de capacité d'enregistrement et soumis à l'entité régionale un plan d'actions correctives selon l'exigence E12 dans un délai de 120 jours civils après la découverte de la perte en question. OU Le <i>propriétaire d'installation de transport</i> ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> n'a pas rétabli la capacité d'enregistrement et n'a pas soumis un plan d'actions correctives à l'entité régionale selon l'exigence E12.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

G. Références

IEEE C37.111 – IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems.

IEEE C37.232-2011 – IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME). Norme publiée le 9 novembre 2011 par l'IEEE.

NPCC SP6 Report Synchronized Event Data Reporting, révision du 31 mars 2005.

Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant – Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations (avril 2004).

Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant – Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada (novembre 2003).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	8 février 2005	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Nouveau document
1	2 août 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision
2	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	Révision dans le cadre du projet 2007-11 et fusion avec PRC-018-1.

Annexe 1

Méthode de sélection des jeux de barres pour l'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED)

(Exigence E1)

Afin d'établir la liste des jeux de barres du BES pour lesquels la saisie de données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) est prescrite à l'exigence 1, chaque *propriétaire d'installation de transport* doit suivre de façon séquentielle, sauf indication particulière, le mode opératoire suivant :

Étape

- 1 Dresser une liste complète des jeux de barres du BES que le propriétaire possède.
Aux fins de la norme, un jeu de barres du BES peut comprendre plusieurs jeux de barres physiques dont les disjoncteurs sont raccordés au même niveau de tension dans un même emplacement et partagent une même grille de terre. Ces jeux de barres peuvent être modélisés ou représentés par un seul et même nœud dans les études de défaut. Par exemple, les configurations de jeux de barres en anneau ou à un disjoncteur et demi sont assimilables à un seul jeu de barres.
- 2 Réduire cette liste en retenant seulement les jeux de barres qui ont une puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé d'au moins 1 500 MVA. Si cette étape a pour effet de réduire la liste à néant, sauter à l'étape 7.
- 3 Déterminer les 11 jeux de barres de la liste qui ont la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé la plus élevée. Si la liste compte 11 jeux de barres ou moins, sauter à l'étape 7.
- 4 Calculer la puissance médiane des 11 jeux de barres retenus à l'étape 3.
- 5 Multiplier par 20 % la puissance médiane calculée à l'étape 4.
- 6 Réduire la liste en retenant seulement les jeux de barres dont la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé est supérieure à la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 1 500 MVA ;
 - 20 % de la puissance médiane calculée à l'étape 5.
- 7 S'il ne reste plus aucun jeu de barres dans la liste : la procédure est terminée et des données ECE et ED ne sont pas exigées. Sauter à l'étape 9.

Si la liste compte entre 1 et 11 jeux de barres inclusivement : désigner pour la saisie des données ECE et ED le jeu de barres dont la puissance de court-circuit triphasé, déterminée à l'étape 3, est la plus élevée. Sauter à l'étape 9.

Si la liste compte plus de 11 jeux de barres : désigner pour la saisie des données ECE et ED, parmi les jeux de barres retenus à l'étape 6, au moins ceux de la tranche supérieure de 10 % de puissance de court-circuit triphasé. Passer à l'étape 8.

Étape

- 8 Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres supplémentaires dans la liste établie à l'étape 6. Les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8 doivent totaliser au moins 20 % des jeux de barres sélectionnés à l'étape 6.

Les jeux de barres supplémentaires doivent être sélectionnés, à la discrétion du *propriétaire d'installation de transport*, de manière à maximiser l'étendue de la zone couverte par les données ECE et ED. Les emplacements suivants sont recommandés pour ces jeux de barres :

- jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations ;
 - zones sensibles aux variations de tension ;
 - zones de consommation et de production cohérentes ;
 - jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
 - jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;
 - *installations* importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.
- 9 La liste des jeux de barres pour lesquelles des données ECE et ED doivent être recueillies selon l'exigence E1 combine les jeux de barres sélectionnés aux étapes 7 et 8.

Annexe 2

Format des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE)

(alinéa 11.3 de l'exigence E11)

Date, Heure, Code d'heure locale, Poste, Appareil, Position¹

08/27/13, 23:58:57.110, -5, Poste 1, Disjoncteur 1, Fermé

08/27/13, 23:58:57.082, -5, Poste 2, Disjoncteur 2, Fermé

08/27/13, 23:58:47.217, -5, Poste 1, Disjoncteur 1, Ouvert

08/27/13, 23:58:47.214, -5, Poste 2, Disjoncteur 2, Ouvert

¹ Les termes « ouvert » et « ferme » sont utilisés à titre d'exemple. D'autres termes comme « déclenchement », « déclenchement-verrouillé » ou « ré enclenchement » sont aussi acceptables.

Synthèse des exigences de la norme

Exigence	Entité	Désignation des jeux de barres du BES	Notification	ECE	ED	Réévaluation aux 5 ans
E1	TO	X	X	X	X	X
E2	TO GO			X		
E3	TO GO				X	
E4	TO GO				X	
Exigence	Entité	Désignation des éléments du BES	Notification	EPD	Réévaluation aux 5 ans	
E5	RE (PC RC)	X	X	X	X	
E6	TO			X		
E7	GO			X		
E8	TO GO			X		
E9	TO GO			X		
Exigence	Entité	Synchronisation	Fourniture des données ECE, ED et EPD		Disponibilité des données ECE, ED et EPD	
E10	TO GO	X				
E11	TO GO		X			
E12	TO GO				X	

Justification

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

Justification des entités fonctionnelles

L'emploi du terme « entité responsable » dans la norme PRC-002-2 renvoie spécifiquement aux entités indiquées à l'alinéa 4.1 de la section Applicabilité. L'entité responsable – le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité*, selon l'*Interconnexion* – a la meilleure vue d'ensemble sur le BES et est le mieux placée pour désigner les *éléments* du BES pour lesquels des données d'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) sont exigées. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* seront tenus de recueillir des données adéquates pour les *éléments* du BES désignés. Pour ce qui est des jeux de barres du BES pour lesquels des données d'enregistrement chronologique des événements (ECE) et d'enregistrement des défauts (ED) sont exigées, la désignation est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leur réseau. Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* qui possèdent des *éléments* du BES raccordés aux jeux de barres du BES ainsi désignés doivent veiller à recueillir des données adéquates.

Justification de l'exigence E1

L'analyse et la reconstitution des événements du BES nécessitent des données ECE et ED pour certains jeux de barres du BES jugés importants. L'annexe 1 présente une méthode uniforme pour déterminer ces jeux de barres ; des essais répétés de cette méthode ont confirmé qu'elle permet une répartition adéquate de la collecte de données ECE et ED. L'examen des données réelles de court-circuit dans le BES reçues de l'industrie en réponse à la demande de données de l'équipe de rédaction des normes sur la surveillance des perturbations (DMSDT), entre le 5 juin 2013 et le 5 juillet 2013, a révélé une forte corrélation entre, d'une part, la puissance apparente de court-circuit disponible à un jeu de barres de *transport* et, d'autre part, sa taille relative et son importance pour le BES, d'après i) son niveau de tension, ii) le nombre de *lignes de transport* et d'autres *éléments* du BES raccordés au jeu de barres, et iii) le nombre et la puissance des groupes de production raccordés au jeu de barres. Les jeux de barres du BES caractérisés par une puissance de court-circuit (en MVA) élevée sont des *éléments* du BES qui ont un effet important sur la fiabilité du *réseau* et sur sa performance. À l'inverse, les jeux de barres du BES dont la puissance de court-circuit est très faible entraînent rarement des événements dans une zone étendue ou des déclenchements en cascade, et c'est pourquoi les données ECE et ED pour ces *éléments* du BES ne sont pas aussi importantes. Après analyse et examen de données provenant de l'ensemble du continent, des seuils de puissance ont été établis de manière à permettre une collecte de données suffisante pour l'analyse d'événements, en faisant appel au meilleur jugement technique et opérationnel.

Il fallait par ailleurs éviter que la méthode définie pour la sélection des jeux de barres du BES ne concentre exagérément les données sur certains jeux de barres. C'est pourquoi la norme PRC-002-2 fixe un nombre minimal de jeux de barres pour lesquels les données ECE et ED sont exigées, d'après le niveau de court-circuit. À partir de ces concepts, et en visant une couverture de données suffisante pour l'analyse d'événement, l'équipe de rédaction DMSDT a établi la méthode présentée à l'annexe 1, axée sur la puissance disponible maximale calculée de court-circuit triphasé. Cette méthode assure une couverture comparable et suffisante pour les données ECE et ED, sans égard aux différences de taille et de topologie de *réseau* des *propriétaires d'installation de transport*, dans toutes les *Interconnexions*. En

outre, cette méthode offre une certaine latitude de jugement dans le processus de désignation des jeux de barres afin d'assurer une répartition suffisante.

La désignation des jeux de barres du BES pour lesquelles des données ECE et ED sont exigées est confiée aux *propriétaires d'installation de transport*, ceux-ci ayant les outils et l'information appropriés ainsi que la connaissance opérationnelle de leur *réseau*.

Chaque *propriétaire d'installation de transport* doit réévaluer la liste des jeux de barres du BES au moins toutes les cinq années civiles afin de tenir compte des changements apportés au *réseau*. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour cette liste au fur et à mesure des changements dans le BES ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente.

Étant donné que les équipements raccordés à un jeu de barres du BES peuvent avoir plusieurs propriétaires, la notification prescrite à l'exigence E1 est nécessaire pour que tous les propriétaires concernés soient avisés.

Un délai de notification de 90 jours civils laisse suffisamment de temps au *propriétaire d'installation de transport* pour le processus de désignation et de notification.

Justification de l'exigence E2

Cette exigence oblige à recueillir des données ECE d'état (position ouvert ou fermé) des disjoncteurs susceptibles de couper le courant dans chaque *élément* du BES raccordé à un jeu de barres du BES. Les changements d'état de disjoncteur, horodatés conformément à l'exigence E10 selon un étalon de temps normalisé, constituent les points de repère de départ pour la reconstitution de la chronologie détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau*. Une autre nomenclature de surveillance d'état peut être utilisée pour les dispositifs autres que les disjoncteurs.

Justification de l'exigence E3

Les grandeurs électriques exigées peuvent soit être mesurées directement, soit être calculables à partir des données ED enregistrées (par exemple le courant résiduel ou de neutre si les courants de phase sont mesurés directement). Afin de tenir compte de tous les types de défaut possibles, toutes les tensions phase-neutre de jeu de barres du BES doivent être calculables pour chaque jeu de barres désigné selon l'exigence E1. Les données de tension de jeu de barres sont adéquates pour l'analyse des *perturbations* du *réseau*. Les courants de phase et le courant résiduel sont nécessaires pour distinguer un défaut de phase d'un défaut à la terre, en plus de faciliter par ailleurs la localisation du défaut et l'analyse de la cause du déclenchement du relais. Dans le cas des transformateurs (alinéa 3.2.1), les données peuvent provenir du côté haute tension ou basse tension du transformateur. Les transformateurs élévateurs de groupe de production et les conducteurs qui relient ces transformateurs au *réseau* de *transport* et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES sont exclus de l'exigence E3, car le courant fourni par un groupe de production à un défaut dans le *réseau* de *transport* sera capté par les données ED du *réseau* de *transport*, et les données ED du *réseau* de *transport* capteront les défauts au point de raccordement du groupe de production.

Les *propriétaires d'installation de production* peuvent mettre en place cette capacité d'enregistrement ou, si les *propriétaires d'installation de transport* disposent déjà de données ED adéquates, conclure une entente avec ceux-ci. Cependant, l'obligation de fournir ces données incombe toujours, en dernier ressort, au *propriétaire d'installation de production*.

Justification de l'exigence E4

Les données de défaut horodatées avant et après déclenchement aident à analyser le fonctionnement du *réseau* électrique et à déterminer si les choses se sont déroulées de la façon prévue. Les défauts dans le *réseau* persistent généralement pendant une courte période ; une longueur totale minimale d'enregistrement de 30 cycles est adéquate. L'alinéa 4.1 admet « un ou plusieurs enregistrements » afin d'autoriser l'emploi d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont synchronisés, peuvent produire des données de défaut adéquates même si elles ne couvrent pas une durée continue de 30 cycles.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle (960 Hz) est nécessaire pour obtenir des données de position sur l'onde permettant de recréer avec exactitude les conditions de défaut.

Justification de l'exigence E5

L'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) sert à recueillir des données pendant et après les *perturbations* dans le BES ; ces données servent à l'analyse d'événement et à la validation du comportement du *réseau*. Les données EPD jouent un rôle essentiel dans l'analyse des *perturbations* étendues, et l'exigence E5 vise à ce que ces données soient recueillies dans une zone suffisamment étendue pour certains *éléments* du BES afin de permettre une analyse d'événement exacte et efficace. L'entité responsable dispose de la meilleure vue d'ensemble sur le réseau, et c'est à elle qu'il incombe de désigner un nombre suffisant d'*éléments* du BES pour la collecte des données EPD. La désignation des *éléments* du BES pour lesquels l'exigence E5 impose de recueillir des données EPD est fondée sur l'expérience de l'industrie en analyse des *perturbations* étendues et sur le besoin de données adéquates pour faciliter l'analyse d'événement. Une collecte adéquate des données pour ces *éléments* du BES améliore nettement la justesse de l'analyse et la compréhension de la cause de l'événement, au-delà de la description de l'événement lui-même.

À partir de son expérience concernant l'influence des changements dans le BES sur la collecte des données EPD, l'équipe de rédaction DMSDT considère qu'un intervalle de cinq années civiles pour la réévaluation de la liste des *éléments* du BES est raisonnable. Il n'est pas nécessaire de mettre à jour la liste au fur et à mesure des changements dans le BES ; une réévaluation à intervalles de cinq années civiles suffira pour intégrer les changements apportés depuis l'évaluation précédente. Cependant, la norme laisse à l'entité responsable toute liberté de procéder à des réévaluations plus fréquentes pour tenir compte de changements aux *éléments* du BES.

L'entité responsable, dans la norme, est définie comme étant le *coordonnateur de la planification* ou le *coordonnateur de la fiabilité*, selon l'*Interconnexion*, parce que ceux-ci ont la meilleure vue d'ensemble pour déterminer la couverture EPD d'une zone étendue. Le *coordonnateur de la planification* et le *coordonnateur de la fiabilité* assument des fonctions différentes selon les régions du continent ; c'est pourquoi l'entité responsable est définie à la section Applicabilité et que ce terme est employé dans toute la norme.

L'entité responsable doit aviser tous les propriétaires des *éléments* du BES désignés que des données EPD sont exigées en vertu de la norme. L'entité responsable communique à chaque *propriétaire d'installation de transport* et *propriétaire d'installation de production* uniquement la liste des *éléments* du BES désignés qui sont les siens, et non la liste complète. Cette communication sélective des *éléments* du BES est nécessaire pour que les propriétaires des *éléments* du BES visés soient au courant de leurs responsabilités en vertu de la norme.

L'installation de l'équipement de surveillance incombe aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* visés. Le délai d'installation est indiqué dans le plan de mise en œuvre ; il commence à courir au moment de la notification par l'entité responsable. Les

données de chaque *élément* du BES spécifié par l'entité responsable doivent être fournies ; cependant, ces données peuvent provenir soit de mesures directes, soit de calculs précis. À l'exception des circuits CCHT, les données EPD ne sont exigées que pour un côté ou une borne des *éléments* du BES désignés. Par exemple, les données EPD doivent être fournies pour au moins une borne d'une ligne de transport ou d'un transformateur élévateur de groupe de production, mais non pour les deux bornes. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux entités responsables, chaque entité doit considérer ce point de raccordement de façon indépendante, et les deux devront collaborer pour déterminer comment surveiller les *éléments* du BES pour lesquels des données EPD sont exigées. Dans le cas d'un point de raccordement entre deux *propriétaires d'installation de transport*, ou entre un *propriétaire d'installation de transport* et un *propriétaire d'installation de production*, l'entité responsable déterminera quelle entité devra fournir les données. L'entité responsable avisera le propriétaire en cause que des données EPD sont exigées pour ses *éléments* du BES.

La section Éclaircissements et commentaires techniques offre de plus amples détails sur la justification technique des différents *éléments* du BES désignés selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 ; la collecte de données EPD pour ces *éléments* facilitera une analyse d'événement approfondie et éclairante en cas de *perturbation* étendue dans le BES. L'alinéa 5.2 vise à assurer une couverture étendue touchant toutes les entités responsables. Le but visé est que chaque entité responsable dispose de données EPD pour un *élément* du BES, plus au moins un *élément* du BES supplémentaire par tranche de 3 000 MW de sa demande de pointe simultanée historique.

Justification de l'exigence E6

Les données EPD servent à mesurer la réponse transitoire à des *perturbations* du *réseau* en régime relativement équilibré après défaut. C'est pourquoi une tension phase-neutre ou une tension de composante directe est suffisante. Les grandeurs électriques exigées peuvent être obtenues par calcul ou par déduction.

Puisque tous les jeux de barres du BES à un même endroit sont à la même fréquence, une seule mesure de fréquence est suffisante.

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-2 supposent une configuration de réseau dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Justification de l'exigence E7

Une partie cruciale de l'analyse d'une *perturbation* étendue consiste à bien comprendre la réponse dynamique des ressources de production. Les *propriétaires d'installation de production* doivent donc recueillir, du côté haute ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production, des données EPD comportant les grandeurs électriques prescrites, de manière à décrire adéquatement la réponse du groupe de production. La norme définit en quoi consistent les données EPD exigées, et non comment les obtenir. Les *propriétaires d'installation de production* peuvent mettre en place cette capacité d'enregistrement ou, si les *propriétaires d'installation de transport* disposent déjà de données EPD adéquates, conclure une entente avec ceux-ci. Cependant, l'obligation de fournir ces données incombe toujours, en dernier ressort, au *propriétaire d'installation de production*.

Justification de l'exigence E8

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, ce qui rend essentielles les données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de l'événement.

Certains équipements EPD existants peuvent ne pas produire un enregistrement continu. Afin de permettre l'utilisation de tels équipements s'ils ont été installés avant l'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements sur déclenchement sont admis. Les déclenchements liés à la fréquence sont définis d'après la réponse dynamique associée à chaque *Interconnexion*. Le déclenchement en sous-tension est défini de manière à détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR).

Justification de l'exigence E9

Une fréquence d'échantillonnage d'au moins 960 points par seconde, qui correspond à 16 points par cycle à l'entrée de l'équipement EPD, assure une précision adéquate pour le calcul de signaux de tension et de fréquence complexes.

Une fréquence d'au moins 30 points par seconde pour l'enregistrement des grandeurs électriques renvoie à la cadence de calcul de l'équipement pour la mesure et l'enregistrement. Un minimum de 30 points par seconde permet de surveiller les oscillations à basse fréquence qui présentent habituellement un intérêt particulier pendant les *perturbations* du réseau.

Justification de l'exigence E10

La synchronisation des données de surveillance des *perturbations* est essentielle pour l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses et dispersées géographiquement. Le temps universel coordonné (UTC) est un étalon de temps reconnu, établi à partir d'horloges atomiques, qui assure des mesures temporelles très précises. Toutes les données doivent être fournies au format de temps UTC, avec ou sans décalage de l'heure locale exprimé par un nombre négatif (différence entre l'heure UTC et celle du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées).

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance. L'équipement qui sert à mesurer les grandeurs électriques doit être synchronisé à ± 2 ms ; cependant, la précision d'application de l'horodatage aux données elles-mêmes n'est pas imposée. Cette latitude s'explique par les délais inhérents à la mesure des grandeurs et des événements électriques (par exemple la fermeture d'un disjoncteur), à la transmission des mesures, aux algorithmes et aux techniques de calcul des mesures, etc. Une précision de ± 2 ms de l'horloge interne des équipements de surveillance suffira pour produire des données synchronisées.

Justification de l'exigence E11

L'analyse d'une *perturbation* dans une zone étendue nécessite des données provenant de nombreux équipements et d'entités diverses. La normalisation du format interne et de la dénomination des fichiers de données permettra d'accélérer grandement l'analyse.

Le délai de 30 jours civils (ou davantage si le demandeur y consent) pour la transmission des données visées par l'alinéa 11.1 représente un préavis raisonnable pour rassembler les données et procéder aux calculs ou aux mises en forme nécessaires, le cas échéant.

Les données doivent être récupérables pour une période de 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de leur enregistrement ; on peut donc compter en tout temps sur des données couvrant une période mobile de 10 jours civils. La demande de données est faite habituellement le jour même ou le lendemain d'un événement majeur pour lequel les données sont requises. Le fait de spécifier une période de 10 jours civils permet de limiter de façon raisonnable l'obligation de stockage des données, ainsi que de clarifier la durée de disponibilité des données sur laquelle l'entité demandeuse peut compter. Le demandeur doit être au fait de la limite de 10 jours imposée par l'alinéa 11.1 ; cette limite est justifiée

par le fait que la conservation des données sur une période plus longue serait à la fois coûteuse et inutile.

Les données ECE doivent être fournies au format CSV avec encodage ASCII selon les indications de l'annexe 2. Si l'équipement ne peut pas produire directement ces données, un programme de conversion simple permettra d'obtenir ce format. Avec un format de données ainsi uniformisé, les outils logiciels pourront bien plus commodément analyser les données ECE relatives à un événement.

L'alinéa 11.4 spécifie que les fichiers de données ED et EPD doivent être au format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, révision C37.111-1999 ou plus récente. Cette norme est bien établie dans l'industrie. La version C37.111-2013 comporte une annexe qui décrit l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs ; cependant, la version C37.111-1999 est d'usage courant dans l'industrie aujourd'hui.

L'alinéa 11.5 exige que la dénomination des fichiers respecte la norme C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, pour les données de surveillance des *perturbations*. Ce format de fichier simplifie l'analyse des perturbations majeures, et comprend des indications critiques comme le décalage de l'heure locale associé à la synchronisation des données.

Justification de l'exigence E12

Tout *propriétaire d'installation de transport* ou *propriétaire d'installation de production* qui possède des équipements servant à la collecte de données exigées en vertu de la norme doit remédier à toute perte de capacité de ces équipements dans un délai de 90 jours civils afin d'assurer une production de données adéquate pour les analyses d'événement. S'il est impossible de rétablir la surveillance des *perturbations* dans le délai précité (cycle budgétaire, équipes de maintenance, fournisseurs, temps d'indisponibilité nécessaire, etc.), l'entité doit soumettre un *plan d'actions correctives* visant à rétablir la capacité d'enregistrement de données. Le délai fixé dans ce *plan* dépendra de l'entité et du type de données en cause. La limite de 90 jours civils s'applique également dans les cas où la capacité d'enregistrement serait hors service pour cause de maintenance ou d'essais. Une indisponibilité d'un *élément* du BES surveillé n'est pas interprétée comme une perte de capacité de surveillance des *perturbations*.

Éclaircissements et commentaires techniques

Introduction

La norme PRC-002-2 ne donne pas d'indication sur la manière de recueillir les données de surveillance des *perturbations*, mais spécifie plutôt quelles données du BES on souhaite obtenir. Il existe divers moyens de recueillir les données exigées par la norme PRC-002-2 ; les équipements existants et actuellement proposés permettent de respecter les exigences de la norme. La norme souligne aussi l'importance de maintenir en service les équipements de surveillance des *perturbations* afin d'assurer l'exhaustivité de la saisie des données du BES.

Les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-2 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

La norme PRC-002-2 prescrit quelles données il faut recueillir, sans spécifier la manière de le faire.

Précisions sur l'exigence E1

L'enregistrement chronologique des événements (ECE) et l'enregistrement des défauts (ED) sont importants pour l'analyse, la reconstitution et la déclaration des *perturbations* du *réseau*. Cependant, il n'est pas nécessaire d'avoir des données ECE et ED pour chaque jeu de barres du BES pour réaliser une analyse adéquate ou approfondie d'une *perturbation*. Principaux outils d'analyse d'événement, l'horodatage synchronisé des changements d'état de disjoncteur et l'enregistrement des ondes de tension et de courant de différents circuits permettent de reconstituer avec précision le déroulement de *perturbations* localisées ou étendues.

L'abondance d'une information de qualité est toujours appréciée dans le contexte d'une analyse d'événement. Cependant, une surveillance intégrale de tous les *éléments* du BES n'est ni réaliste ni nécessaire pour une analyse efficace de *perturbations* étendues. Il importe donc de sélectionner judicieusement les jeux de barres du BES à surveiller, en se guidant sur les principes suivants :

1. repérer les jeux de barres du BES avec disjoncteurs situés à des endroits où l'on peut recueillir des données cruciales en cas de besoin ;
2. éviter les chevauchements de surveillance excessifs ;
3. éviter les discontinuités de couverture dans des secteurs critiques ;
4. inclure les *élément* du BES susceptibles de propager une *perturbation* ;
5. ne pas insister pour surveiller un *élément* du BES qui est plus susceptible d'être la victime que la cause d'une *perturbation* ;
6. établir des critères de sélection afin d'assurer une couverture efficace dans différentes régions du continent.

Les principales caractéristiques à prendre en compte dans le processus de sélection sont :

1. le niveau de tension du réseau ;
2. le nombre de lignes de transport raccordées à un poste électrique ;
3. le nombre et la puissance des groupes de production en circuit ;
4. les niveaux de court-circuit disponibles.

Bien qu'il soit assez simple en soi d'établir des critères pour la désignation des jeux de barres du BES, une analyse a été nécessaire afin d'établir un fondement technique solide pour réaliser les objectifs requis.

Pour répondre à ces questions et établir des critères de couverture de données ECE et ED pour les jeux de barres du BES, l'équipe de rédaction DMSDT a formé un sous-groupe d'analyse des valeurs

surveillées, baptisé équipe MVA. L'équipe MVA a recueilli des informations à partir d'une grande variété de *réseaux de transport* dans l'ensemble du continent afin d'analyser les jeux de barres de transport d'après les caractéristiques établies précédemment pour le processus de sélection.

L'équipe MVA a constaté qu'il n'est pas possible d'établir des critères assurant une couverture de données ECE et ED adéquate uniquement d'après des caractéristiques simples et précises, comme le nombre de lignes raccordées à un poste électrique à un niveau de tension particulier ou à un niveau donné de courant de court-circuit. Afin d'obtenir une couverture appropriée, une méthode relativement simple mais efficace pour le choix des jeux de barres pour les données ECE et ED a été mise au point. Cette procédure, présentée à l'annexe 1, aide les entités à respecter l'exigence E1 de la norme.

La méthode de désignation des jeux de barres pour lesquels des données ECE et ED sont exigées pondère plus fortement les jeux de barres dont le niveau de court-circuit est plus élevé. Ce choix s'appuie sur les raisons suivantes :

1. cette méthode est indépendante du niveau de tension ;
2. elle tend à désigner des jeux de barres proches des grands centres de production ;
3. elle tend à désigner des jeux de barres là où une élimination différée peut entraîner des *déclenchements en cascade* ;
4. les jeux de barres désignés par cette méthode sont corrélés directement à l'équation universelle du transit de puissance : une impédance plus faible est associée à des transits de puissance plus importants, d'où un impact plus grand sur le *réseau*.

Pour effectuer les calculs de l'annexe 1, les informations suivantes sont nécessaires et les étapes ci-après (présentées ici sous forme abrégée) sont à suivre pour les *réseaux* comportant plus de 11 jeux de barres du BES dont le niveau de court-circuit triphasé est supérieur à 1 500 MVA.

1. Établir le nombre total de jeux de barres du BES dans le *réseau de transport* à l'étude.
 - a. Seuls des jeux de barres réels de poste sont inclus dans ce nombre.
 - b. Les jeux de barres fictifs créés à des fins de modélisation du réseau sont exclus.
2. Déterminer la puissance de court-circuit triphasé (en MVA) pour chaque jeu de barres.
3. Exclure de la liste les jeux de barres dont la puissance de court-circuit est inférieure à 1 500 MVA.
4. Déterminer la puissance de court-circuit médiane des 11 jeux de barres ayant la puissance la plus élevée (le sixième jeu de barres dans la liste).
5. Multiplier par 20 % la puissance de court-circuit médiane.
6. Réduire la liste de jeux de barres à ceux dont la puissance de court-circuit est supérieure à 20 % de la valeur médiane.
7. Désigner pour la saisie des données ECE et ED les jeux de barres dont la puissance de court-circuit tombe dans la tranche supérieure de 10 % de la liste établie à l'étape 6.
8. Désigner pour la saisie des données ECE et ED des jeux de barres qui représentent une tranche supplémentaire de 10 % de la liste, selon le meilleur jugement technique et en tenant compte des considérations suivantes :
 - jeux de barres distants électriquement des autres jeux de barres ou par rapport à d'autres appareils de surveillance des perturbations ;
 - zones sensibles aux variations de tension ;
 - zones de consommation et de production cohérentes ;
 - jeux de barres ayant un nombre de circuits de *transport* incidents relativement élevé ;
 - jeux de barres associés à des dispositifs de réglage de la puissance réactive ;

- installations importantes raccordées à l'extérieur de la zone du *propriétaire d'installation de transport*.

Dans le contexte de l'analyse d'un événement, les données EPD fournissent une information plus intéressante que les données ECE ou ED sur les groupes de production et sur leur réponse aux événements dans le *réseau* avant et après contingence. Les données ECE sur l'ouverture des appareils de coupure principaux de groupe de production (par exemple un disjoncteur de synchronisation) peuvent ne pas indiquer de façon fiable l'heure réelle de la mise hors circuit d'un alternateur ; par exemple, lorsque le déclenchement est causé par un retour d'énergie après la perte de la machine motrice du groupe (par exemple une turbine à gaz ou à vapeur). C'est pourquoi la norme n'exige que des données EPD.

L'intervalle de réévaluation de cinq ans a été déterminé d'après l'expérience des membres de l'équipe de rédaction DMSDT de manière à assurer une prise en compte adéquate des changements de configuration de *réseau* tout en évitant des réévaluations trop fréquentes.

Précisions sur l'exigence E2

L'analyse d'une *perturbation* étendue commence souvent par l'examen des données ECE afin de déterminer le ou les événements déclencheurs puis de suivre la propagation de la *perturbation*. L'enregistrement des manœuvres de disjoncteur aide à déterminer l'interruption du courant dans les lignes ; par ailleurs, les données EPD renseignent mieux sur l'état de charge des groupes de production puisque la charge des groupes peut être essentiellement nulle, sans égard à la position des disjoncteurs. Il est toutefois nécessaire de recueillir les données ECE des disjoncteurs de groupe de production reliés directement à un jeu de barres du BES désigné, car il est important dans une analyse d'événement de savoir quand un défaut à un jeu de barres du BES est éliminé, indépendamment de la charge du groupe de production.

Cette exigence s'applique aussi aux *propriétaires d'installation de production*, car dans certains cas ils possèdent des disjoncteurs raccordés directement au jeu de barres du BES du *propriétaire d'installation de transport*.

Précisions sur l'exigence E3

Les jeux de barres du BES pour lesquels des données ED sont exigées sont désignés selon la méthode présentée à l'annexe 1 de la norme. Les *éléments* du BES raccordés à ces jeux de barres comprennent :

- les transformateurs dont la tension d'exploitation côté basse tension est d'au moins 100 kV ;
- les lignes de *transport*.

Des données ED sont exigées seulement pour les *éléments* qui font partie du BES selon la définition la plus récente de la NERC. Par exemple, les lignes radiales ou les transformateurs dont la tension côté basse tension est inférieure à 100 kV ne sont pas visés.

Les données ED doivent être déterminables à partir de chaque borne d'un *élément* du BES raccordé aux jeux de barres du BES visés.

Les transformateurs élévateurs de groupe de production sont exclus de cette exigence, pour les raisons suivantes :

- le courant fourni par un groupe de production en cas de défaut dans le *réseau de transport* sera capté par les données ED du *réseau de transport* ;
- dans le cas d'un défaut dans les lignes de raccordement d'une installation de production, des données de courant de défaut provenant du côté poste de *transport* de ce raccordement sont suffisantes. Le courant de défaut fourni par un groupe de production est facile à calculer au besoin.

L'équipe de rédaction DMSDT, après consultation avec le groupe de travail sur l'analyse des événements de la NERC, a conclu que des données EPD provenant de certains emplacements de groupe de production sont plus importantes pour l'analyse d'événement que les données ED.

Enregistrement des grandeurs électriques

Pour pouvoir analyser efficacement un défaut, il est nécessaire de connaître les valeurs de tous les courants de phase et de neutre et toutes les tensions phase-neutre. À partir de telles données ED, il est possible de déterminer tous les types de défaut. Les données ED apportent aussi un complément utile aux données ECE pour l'évaluation du comportement des disjoncteurs.

Enregistrement des valeurs de courant

Les grandeurs électriques exigées sont normalement obtenues par mesure directe ; certaines peuvent l'être par calcul si les données mesurées sont suffisantes, par exemple les courants résiduels ou de neutre.

Comme un *réseau de transport* est généralement bien équilibré, les courants de phase ayant essentiellement des valeurs semblables et un déphasage de 120 degrés, le courant de neutre (résiduel) est négligeable en conditions normales. En cas de défaut à la terre, le déséquilibre des courants de phase produit un courant résiduel qu'il est possible de mesurer ou de calculer.

Le courant de neutre, aussi appelé courant de terre ou courant résiduel (I_r), correspond à la somme vectorielle des trois courants de phase :

$$I_r = 3 \cdot I_0 = I_A + I_B + I_C$$

I_0 : courant homopolaire

I_A , I_B et I_C : courants de phase (vecteurs)

Un autre exemple de calcul des grandeurs électriques fait appel à la loi de Kirchhoff. Les courants de défaut pour un des *éléments* du BES raccordés à un jeu de barres du BES donné peuvent être obtenus à partir de la somme vectorielle des courants de défaut mesurés aux autres *éléments* du BES raccordés au jeu de barres en question.

Enregistrement des valeurs de tension

Les tensions doivent être enregistrées ou calculées avec précision aux jeux de barres du BES pertinents.

Précisions sur l'exigence E4

Des données de défaut avant et après déclenchement combinées à des données ECE de disjoncteur, le tout synchronisé sur une horloge commune ayant une précision de l'ordre de la milliseconde, aident à déterminer si un *système de protection* a fonctionné comme prévu lors d'un défaut. Généralement, les défauts dans le BES persistent pendant une très brève période d'environ 1 à 30 cycles ; c'est pourquoi un enregistrement de 30 cycles fournit des données adéquates. L'option d'avoir plusieurs enregistrements discontinus permet l'utilisation d'anciens relais à microprocesseur qui, s'ils sont

synchronisés, produiront des données de défaut adéquates ; ces équipements ne peuvent pas produire des données de défaut dans un même enregistrement de 30 cycles contigus.

Une fréquence d'enregistrement minimale de 16 points par cycle est exigée, ce qui permet d'obtenir un tracé fidèle de l'onde ainsi qu'une résolution de 1 milliseconde pour toute entrée numérique qui pourrait recevoir les données ED.

Des enregistrements de données ED peuvent être déclenchés lorsque la valeur mesurée passe au-dessus ou au-dessous d'un seuil de déclenchement. L'alinéa 4.3.1 spécifie un enregistrement en cas de surintensité dans le neutre (courant résiduel) pour les défauts à la terre ; l'alinéa 4.3.2 spécifie un enregistrement en cas de sous-tension ou de surintensité pour un défaut phase-phase.

Précisions sur l'exigence E5

L'enregistrement des perturbations dynamiques (EPD) est un moyen de surveillance des *perturbations* étendues qui renseigne sur le comportement électromécanique du *réseau* pendant et après les *perturbations* et qui aide à valider le modèle de *réseau*. L'emplacement des équipements EPD découle habituellement d'études stratégiques sur la stabilité angulaire, en fréquence, en tension et en oscillation. Cependant, afin de surveiller adéquatement la réponse dynamique du *réseau* et d'assurer une couverture suffisante du comportement du *réseau*, des données EPD sont exigées pour des *éléments* clés du BES en plus d'une couverture EPD minimale.

Chaque entité responsable (*coordonnateur de la planification* ou *coordonnateur de la fiabilité*) est tenue de désigner un nombre suffisant de points de surveillance EPD, soit au minimum un *élément* du BES plus un *élément* du BES supplémentaire par tranche de 3 000 MW de la demande de pointe simultanée historique. Ces données EPD visent à assurer une couverture adéquate dans l'ensemble d'une *Interconnexion*. Plus précisément, pour tout *élément* clé du BES situé dans la zone de l'entité responsable et pour lequel des données EPD sont exigées, un équipement EPD doit être en place. Si une entité responsable (*coordonnateur de la planification* ou *coordonnateur de la fiabilité*) ne répond pas aux exigences de l'alinéa 5.1, une couverture supplémentaire est spécifiée.

La perte de grandes ressources de production peut mettre en cause la stabilité en fréquence et angulaire pour toutes les *Interconnexions* de l'Amérique du Nord. La collecte des données décrivant la réponse dynamique de ces machines pendant une *perturbation* contribue à l'analyse des *perturbations* étendues. Si l'on dispose de données sur la réponse dynamique des groupes de production aux *perturbations*, on a de bien meilleures chances de comprendre *pourquoi* un événement survient, et non seulement la nature de cet événement. Dans le but d'établir des critères de puissance pour les groupes à surveiller, l'équipe de rédaction DMSDT a obtenu un chiffrier de données indiquant la puissance de chacun des groupes de production nord-américains déclarés en 2013 dans le cadre du programme GADS (Generating Availability Data System) de la NERC. L'équipe de rédaction a analysé ces données afin de déterminer : i) combien de groupes se situaient au-dessus ou au-dessous de certains seuils de puissance ; et ii) la somme globale des puissances des groupes situés entre ces seuils. Des statistiques (moyennes et pourcentages) ont ensuite été produites à partir de ces données. L'équipe de rédaction a dégagé les informations de base suivantes sur les groupes de production pertinents (parc nord-américain actuel, selon les chiffres de 2013) :

- le nombre total de groupes de production présentés dans le chiffrier ;
- le nombre de groupes de production de 20 MW ou plus – leurs propriétaires doivent généralement être inscrits comme *propriétaires d'installation de production* dans le programme de surveillance de la conformité (CMEP) de la NERC ;

- le nombre total de groupes correspondant à certaines tranches de puissance ;
- la somme globale des puissances (en MW) des groupes appartenant à ces tranches.

Les données du chiffrier ne permettaient pas de localiser la centrale qui correspond à chaque groupe de production : l'équipe de rédaction n'a donc pas pu déterminer quels groupes sont situés ensemble dans un même lieu de production ou une même installation.

À partir de cette information, l'équipe de rédaction a pu tenter d'établir des seuils de puissance pour les groupes de production ; ces seuils sont indiqués à l'alinéa 5.1.1. Les ressources de production pour lesquelles des données EPD sont exigées sont les groupes dont la puissance nominale brute est « d'au moins 500 MVA ». Ce seuil de 500 MVA a été retenu parce qu'il représente environ 47 % de la capacité de production dans l'ensemble du territoire de la NERC et il fait en sorte que la collecte de données EPD est nécessaire sur environ 12,5 % seulement des groupes de production. Comme il est mentionné plus haut, les données disponibles n'indiquent pas l'emplacement des groupes ; il a donc été impossible de faire des regroupements par centrale pour en calculer la puissance totale. L'alinéa 5.1.1 vise toutefois les groupes de grande puissance situés dans de grandes centrales électriques et susceptibles de mettre en cause la stabilité du *réseau* en cas de perte de plusieurs groupes importants découlant d'une contingence électrique ou autre. Pour les centrales électriques, des données EPD sont exigées pour chaque groupe d'une puissance nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA. Le seuil de 300 MVA a été fixé d'après le jugement et l'expérience de l'équipe de rédaction ; l'impact différentiel sur le nombre de groupes à surveiller devrait être assez faible. Dans une centrale à cycle combiné où un seul groupe de production a une puissance d'au moins 300 MVA, des données EPD seraient exigées seulement pour ce groupe.

Des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* permanentes sont établies afin de maintenir le *réseau* à l'intérieur de certaines balises de fiabilité et de sécurité. Les limites SOL relatives à la stabilité angulaire ou en tension, en particulier, influent fortement sur la fiabilité et le bon fonctionnement du BES. C'est pourquoi des données EPD sont exigées pour au moins un *élément* du BES lié à chaque SOL.

Le projet de norme exige des données EPD pour « un ou plusieurs *éléments* du BES faisant partie d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* ». En effet, tout dépassement de ces limites présente une menace pour la stabilité du *réseau* et pourrait entraîner des déclenchements en cascade. Les limites IROL peuvent être définies par référence à un ou plusieurs *éléments* du BES surveillés ou contingentés. La norme n'impose pas la sélection des *éléments* du BES surveillés ou contingentés ; l'équipe de rédaction estime que ce choix relève plutôt de l'entité responsable de chaque limite IROL en cause, selon la gravité de son dépassement.

Les secteurs soumis à un programme de délestage en sous-tension (DST) sont sujets à des instabilités en tension puisqu'ils correspondent généralement à des zones de forte demande. L'entité responsable (*coordonnateur de la planification* ou *coordonnateur de la fiabilité*) doit reconnaître les zones où un programme de DST est en place et désigner un *élément* du BES dont la surveillance EPD permettra d'enregistrer les délestages ou les instabilités en tension dans le BES. Par exemple, un grand poste électrique à 500 kV ou à 230 kV dans le *réseau* THT, à proximité de la zone de forte demande soumise au programme de DST, serait probablement un lieu électrique approprié pour recueillir des données EPD utiles pour l'analyse après *perturbation* de la réponse de la zone en question à de grandes déviations (de tension, de fréquence, etc.) dans le *réseau*.

Précisions sur l'exigence E6

Les données EPD montrent la réponse transitoire aux *perturbations* du *réseau* après l'élimination d'un défaut, en régime d'exploitation relativement équilibré. Il est donc suffisant de fournir une seule tension phase-neutre ou de composante directe. Il n'est pas exigé de mesurer les trois phases du circuit, bien que cela puisse servir à calculer et à enregistrer la tension de composante directe.

Les jeux de barres pour lesquels une mesure de tension est exigée dépendent de la liste des *éléments* du BES désignés par l'entité responsable (*coordonnateur de la planification* ou *coordonnateur de la fiabilité*) selon l'exigence E5. La norme n'exige pas une mesure de tension distincte pour chaque *élément* du BES s'il existe un point de mesure de tension commun à un jeu de barres. Par exemple, une configuration à disjoncteur et demi ou à double jeu de barres comportant un jeu de barres nord (ou est) et un jeu de barres sud (ou ouest) obligerait à enregistrer la tension aux deux jeux de barres, puisque l'un ou l'autre peut être mis hors service indéfiniment tout en permettant à l'*élément* du BES désigné de rester en service. On peut y parvenir soit en enregistrant séparément les deux tensions de jeu de barres, soit en installant un sélecteur pour relier l'une ou l'autre de ces tensions à une entrée unique de données EPD. Il s'agit en fait d'atténuer le potentiel d'interruption des calculs de fréquence, d'angle de phase, de puissance active et de puissance réactive découlant de la perte d'un point de mesure de tension alors qu'une mesure de tension adéquate est bel et bien disponible dans ces conditions de service.

Il faut souligner que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-2 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Si un enregistrement de courant est nécessaire, il doit porter sur la même phase que l'enregistrement de tension au point de mesure correspondant si une seule tension phase-neutre est fournie. Il est également acceptable d'enregistrer le courant de composante directe.

Pour tous les circuits où l'enregistrement du courant est nécessaire, la *puissance active* et la *puissance réactive* seront enregistrées en valeurs triphasées. Ces enregistrements peuvent être calculés à partir des grandeurs de phase ou de composante directe.

Précisions sur l'exigence E7

Toutes les indications formulées ci-dessus pour l'exigence E6 s'appliquent aussi à l'exigence E7. Puisque les enroulements côté haute tension ou basse tension du transformateur élévateur de groupe de production peuvent être couplés en triangle, l'enregistrement de tension phase-phase est acceptable. Comme il a été expliqué pour l'exigence E6, le BES fonctionne en régime relativement équilibré ; si nécessaire, on peut donc calculer les grandeurs phase-neutre à partir des grandeurs phase-phase.

Soulignons de nouveau que les exigences de collecte de données de la norme PRC-002-2 supposent une configuration de *réseau* dans laquelle tous les disjoncteurs normalement fermés d'un jeu de barres sont fermés.

Précisions sur l'exigence E8

Les pannes de grande ampleur découlent généralement d'un enchaînement d'événements sur une période assez longue, d'où l'importance capitale des données EPD pour l'analyse d'événement. Les données avant et après contingence aident à déterminer les causes et les effets de chaque événement à l'origine d'une panne de *réseau*. C'est pourquoi un enregistrement et un stockage continus sont nécessaires pour que les données couvrent bien l'ensemble de la *perturbation*.

Les *propriétaires d'installation de transport* et les *propriétaires d'installation de production* doivent avoir des données EPD continues pour les *éléments* du BES désignés selon l'exigence E6. Cependant,

l'exigence E8 reconnaît que d'anciens équipements, dépourvus de capacité d'enregistrement continu, peuvent être en place pour certains *éléments* du BES. Dans le cas d'un équipement installé avant la date d'entrée en vigueur de la norme, des enregistrements EPD sur déclenchement sont acceptables si leur durée est de trois minutes et si au moins un des modes de déclenchement décrits à l'alinéa 8.2 est utilisé :

- Écart par rapport à la fréquence nominale – Sert à détecter les excursions de fréquence (vers le haut ou vers le bas) d'une ampleur jugée substantielle selon la taille de l'*Interconnexion* et son inertie.
- Taux de variation de la fréquence – Sert à détecter les mouvements importants de la fréquence du *réseau* susceptibles d'être causés par de grands changements côté production ou côté charge, voire par des changements dans l'impédance du *réseau*.
- Écart en sous-tension – Permet de détecter des situations où la tension tarderait à remonter, par exemple un rétablissement avec sous-tension persistante (FIDVR). Une sous-tension persistante de 85 % se trouve à l'extérieur des tensions d'exploitation normales et est suffisamment basse pour signaler des conditions de tension anormales dans le BES.

Précisions sur l'exigence E9

Les données EPD décrivent la réponse dynamique du réseau électrique à une perturbation et sont utilisées pour l'analyse d'événements complexes. Ces données servent souvent à capter des *perturbations* brèves ou prolongées, par exemple une excursion de puissance. Comme les mesures pertinentes varient en fonction du temps, les données EPD sont normalement enregistrées sous la forme de valeurs efficaces ou de vecteurs de phase, plutôt que par des points d'échantillonnage comme pour les données ED.

La question de la fréquence d'échantillonnage de l'enregistreur est très importante, pour au moins deux raisons : la sélection du filtre antirepliement et l'exactitude de représentation du signal. La sélection du filtre antirepliement est associée à l'exigence d'une fréquence d'échantillonnage au moins deux fois supérieure à la fréquence maximale du signal échantillonné. De même, l'exactitude de représentation du signal dépend aussi du choix de la fréquence d'échantillonnage : en général, plus cette fréquence est élevée, meilleure est la représentation. Dans les conditions anormales à surveiller (par exemple un défaut ou autre perturbation), le signal d'entrée peut contenir des fréquences comprises entre 0 et 400 Hz ; c'est pourquoi une fréquence d'échantillonnage de 960 points par seconde (16 points par cycle) est jugée adéquate pour le signal d'entrée.

En général, les événements dynamiques à surveiller sont les oscillations interrégionales, les oscillations locales intergroupes, les modes torsionnels d'éolienne, les modes de contrôle CCHT, les modes de contrôle d'excitatrice et les modes torsionnels de turbine à vapeur. Leur fréquence varie entre 0,1 et 20 Hz. Afin de reconstituer ces événements dynamiques, une fréquence d'échantillonnage d'au moins 30 points par seconde est nécessaire.

Précisions sur l'exigence E10

La synchronisation des données de surveillance des perturbations permet l'alignement temporel de grands volumes d'enregistrements provenant de sources diverses dispersées géographiquement. Cette synchronisation doit s'appuyer sur un étalon de temps reconnu universellement. L'étalon retenu est le temps universel coordonné (UTC), norme temporelle internationale établie à partir d'horloges atomiques offrant une précision de l'ordre de la fraction de seconde. Le décalage de l'heure locale,

exprimé par un nombre négatif, représente la différence entre l'heure UTC et l'heure du fuseau horaire dans lequel les mesures sont enregistrées.

La précision de la synchronisation temporelle s'applique uniquement à l'horloge qui sert à synchroniser l'équipement de surveillance.

La précision de synchronisation est spécifiée en réponse à la recommandation 12b de la section V (conclusions et recommandations) du rapport final du groupe de travail Canada–États-Unis, *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations* :

« Recommandation 12b : Les propriétaires d'installations doivent, en conformité avec les critères régionaux, mettre à niveau leurs enregistreurs dynamiques existants afin d'établir la synchronisation temporelle par GPS... »

Il est également indiqué, à la page 103 du rapport intérimaire du même groupe de travail, *Interim Report : Causes of the August 14th Blackout in the United States and Canada* :

« L'établissement d'une séquence précise et exacte des événements à l'origine de la panne était essentiel pour les autres volets de l'enquête. Une des principales difficultés rencontrées dans la reconstitution de cette séquence – bien que les données pertinentes à un événement aient été en partie horodatées – tenait au fait que des écarts de méthode d'horodatage existaient entre les diverses sources de données, et que tous les horodatages n'étaient pas synchronisés... »

À partir du rapport SP-6 *Synchronized Event Data Reporting* du NPCC (révision du 31 mars 2005), l'enquête du groupe de travail de rédaction a révélé que le signal d'horodatage des récepteurs GPS existants est caractérisé par une incertitude de l'ordre de la milliseconde, l'incertitude étant un descripteur quantitatif.

Précisions sur l'exigence E11

Cette exigence oblige les entités visées à fournir, à la demande de l'entité responsable, de l'entité régionale ou de la NERC, les données ECE et ED pour les jeux de barres du BES désignés selon l'exigence E1 et les données EPD pour les éléments du BES désignés selon l'exigence E5. Afin de faciliter l'analyse des perturbations dans le BES, il est important que le demandeur reçoive les données dans un délai raisonnable.

L'alinéa 11.1 de l'exigence E11 fixe à 30 jours civils le délai maximal de transmission des données. Il s'agit d'une période raisonnable pour rassembler les données et les soumettre au demandeur. L'entité peut demander une prolongation du délai de 30 jours ; si le demandeur est d'accord, l'entité doit alors fournir les données dans le délai ainsi prolongé.

L'alinéa 11.2 de l'exigence E11 fixe à 10 jours civils, à l'inclusion de la journée de l'enregistrement, la période minimale de données récupérables. Compte tenu de la capacité de stockage de données des équipements actuels, une période de stockage de 10 jours civils est réaliste et raisonnable (soulignons que les entités visées doivent tenir compte des délais prévisibles dans la récupération des données, ce qui peut nécessiter une période de stockage de plus de 10 jours). À titre de clarification, supposons qu'un incident survienne le jour 1. Si la demande de données est faite le jour 6, les données devront être fournies au demandeur dans un délai de 30 jours civils après la demande, ou davantage si le demandeur accepte un délai plus long. Par contre, si la demande est faite le jour 11, le délai de conservation des données de 10 jours civils prescrit est dépassé, et l'entité ne serait pas en infraction si elle ne disposait plus des données demandées.

L'alinéa 11.3 de l'exigence E11 impose pour les données ECE un format CSV (valeurs séparées par des virgules) selon les indications de l'annexe 2. Il est nécessaire de normaliser le format des données, car la

production de la séquence détaillée des événements d'une *perturbation* du *réseau* amène à combiner les données de plusieurs entités.

L'alinéa 11.4 de l'exigence E11 impose pour les données ED et EPD le format de la norme C37.111, *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE)*, norme d'usage courant dans l'industrie. Il est nécessaire de normaliser le format des données, étant donné les nombreuses sources qui alimentent l'analyse détaillée de la *perturbation* du *réseau*. La plus récente révision de la norme COMTRADE (C37.111-2013) comporte une annexe qui décrit l'application de cette norme aux données de synchrophaseurs.

L'alinéa 11.5 de l'exigence E11 stipule que les fichiers de données ECE, ED et EPD doivent être nommés selon la norme IEEE C37.232, *IEEE Standard for Common Format for Naming Time Sequence Data Files (COMNAME)*, dont la première version a été approuvée en 2007. La panne générale du 14 août 2003 a donné lieu à la collecte de milliers de fichiers de données d'enregistrement des défauts. Ces fichiers n'obéissant pas à des règles de dénomination communes, il s'est avéré difficile de discerner quels fichiers provenaient de quelle entité et de quels enregistreurs ; ce manque d'uniformité a compliqué grandement la tâche des enquêteurs. Par la suite, dans son rapport initial sur la panne, la NERC a souligné l'importance d'uniformiser la dénomination des fichiers, classant même ce besoin parmi ses dix principales recommandations.

Précisions sur l'exigence E12

Cette exigence demande aux *propriétaires d'installation de transport* ou aux *propriétaires d'installation de production* de veiller en permanence au bon fonctionnement des équipements de collecte de données ECE, ED et EPD pour les jeux de barres du BES et les *éléments* du BES désignés selon les exigences E1 et E5. Les propriétaires doivent rétablir la capacité de ces équipements dans les 90 jours civils suivant la découverte d'une défaillance. Cette exigence tolère une proportion « raisonnable » de capacité hors service, celle-ci n'entraînant pas une insuffisance de données sur le *réseau*. Par ailleurs, un délai de 90 jours civils est habituellement suffisant pour la réparation ou la maintenance. Cependant, comme il peut y avoir des situations où il est impossible de rétablir la capacité de collecte dans un délai de 90 jours civils, l'exigence stipule que, dans de tels cas, l'entité visée doit soumettre un plan d'actions correctives à l'entité régionale et mettre en œuvre ce plan. Ces mesures sont jugées appropriées pour assurer une collecte de données robuste et adéquate.

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 :** Surveillance des perturbations et production des données

2. **Numéro :** PRC-002-2

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Entités fonctionnelles :

Aucune disposition particulière

Installations :

- La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
- Toute référence au terme « BES » doit être remplacée par le terme « RTP ».

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : 27 septembre 2017

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : 28 septembre 2020

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : 28 septembre 2020

Dates de mise en application applicables aux groupes visés

Exigences	Applicabilité	Date de mise en application au Québec
E1 et E5	100 % des installations visées	1 ^{er} janvier 2018
E2 à E4	50 % des installations visées	1 ^{er} janvier 2021
E6 à E11	100 % des installations visées	1 ^{er} octobre 2022
E12	100 % des installations visées	1 ^{er} avril 2018

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 de mise en application des normes

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

G. Références

Aucune disposition particulière

Annexe 1

Disposition particulière pour l'étape 1 :

Aucune disposition particulière

Annexe 2

Aucune disposition particulière

Synthèse des exigences de la norme

Aucune disposition particulière

Justification

Aucune disposition particulière

Éclaircissement et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	27 septembre 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle
1	28 septembre 2020	Report du 1 ^{er} octobre 2020 au 1 ^{er} janvier 2021 de la date de mise en application applicable à 50% des groupes visées pour les exigences E2 à E4 et E6 à E11, en suivi de la décision D-2020-128	Révision