

A. Introduction

1. **Titre :** Cybersécurité — Catégorisation des systèmes électroniques BES
2. **Numéro :** CIP-002-5.1
3. **Objet :** Inventorier et catégoriser les *systèmes électroniques BES* et leurs *actifs électroniques BES* connexes, pour l'application des exigences de cybersécurité proportionnelle à l'impact négatif que la perte, la dégradation ou la mauvaise utilisation de ces *systèmes électroniques BES* pourrait avoir sur l'exploitation fiable du BES. L'inventaire et la catégorisation des *systèmes électroniques BES* permettent d'établir une protection appropriée contre les dégradations qui pourraient entraîner un fonctionnement incorrect ou une instabilité du BES.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :** Dans le contexte des exigences de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement « les entités responsables ». Dans le cas des exigences de cette norme qui visent une entité fonctionnelle particulière ou un sous-ensemble particulier d'entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.
 - 4.1.1. **Responsable de l'équilibrage**
 - 4.1.2. **Distributeur qui possède** un ou plusieurs des *installations*, systèmes et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du BES :
 - 4.1.2.1. Chaque système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ou de délestage de charge en sous-tension (DST) qui :
 - 4.1.2.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* qui est visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale, et
 - 4.1.2.1.2. effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans déclenchement par un exploitant humain.
 - 4.1.2.2. Chaque *automatisme de réseau* ou *plan de défense* dans le cas où l'*automatisme de réseau* ou le *plan de défense* est visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale.
 - 4.1.2.3. Chaque *système de protection* applicable au *transport* (excluant les systèmes DSF et DST) dans le cas où le *système de protection* est visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale.
 - 4.1.2.4. Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des groupes de production suivants à démarrer.

4.1.3. Exploitant d'installation de production**4.1.4. Propriétaire d'installation de production****4.1.5. Coordonnateur des échanges ou Responsable des échanges****4.1.6. Coordonnateur de la fiabilité****4.1.7. Exploitant de réseau de transport****4.1.8. Propriétaire d'installation de transport**

4.2. Installations : Dans le contexte des exigences de la présente norme, les *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par chaque entité responsable indiquée à la section 4.1 sont ceux auxquels ces exigences sont applicables. Dans le cas des exigences de cette norme qui visent un type particulier d'*installations*, de système ou d'équipements, ou un sous-ensemble d'*installations*, de systèmes ou d'équipements, ceux-ci sont précisés explicitement.

4.2.1. Distributeur : Un ou plusieurs des *installations*, systèmes et équipements suivants détenus par le distributeur pour la protection ou la remise en charge du BES :

4.2.1.1. Chaque système de DSF ou de DST qui :

4.2.1.1.1. fait partie d'un programme de délestage de *charge* qui est visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale, et

4.2.1.1.2. effectue du délestage automatique de *charge* de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l'entité responsable, sans déclenchement par un exploitant humain.

4.2.1.2. Chaque *automatisme de réseau* ou *plan de défense* dans le cas où l'*automatisme de réseau* ou le *plan de défense* est visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale.

4.2.1.3. Chaque *système de protection* applicable au *transport* (excluant les systèmes DSF et DST) dans le cas où le *système de protection* est visé par une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale.

4.2.1.4. Chaque *chemin de démarrage* et groupe d'*éléments* respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement, inclusivement, d'alimentation des services auxiliaires du ou des groupes de production suivants à démarrer.

4.2.2. Entités responsables indiquées en 4.1, sauf les distributeurs :

Toutes les *installations* du BES.

4.2.3. Exemptions : Sont exemptés de la norme CIP-002-5 :

- 4.2.3.1.** Les *actifs électroniques* aux *installations* réglementées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire
- 4.2.3.2.** les *actifs électroniques* associés aux réseaux de communication et aux liaisons d'échange de données entre des *périmètres de sécurité électroniques* distincts ;
- 4.2.3.3.** les systèmes, structures et composantes régis par la U.S. Nuclear Regulatory Commission en vertu d'un plan de cybersécurité conforme à la norme CFR 10, section 73.54 ;
- 4.2.3.4.** dans le cas des *distributeurs*, les systèmes et les équipements non mentionnés à la section 4.2.1 ci-dessus.

5. Dates d'entrée en vigueur :

1. **24 mois minimum**— La norme CIP-002-5.1 entrera en vigueur soit le 1^{er} juillet 2015, soit le premier jour civil du neuvième trimestre civil suivant l'entrée en vigueur de l'ordonnance d'approbation réglementaire appropriée, selon le délai le plus long.
2. Dans les juridictions où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme CIP-002-5.1 entrera en vigueur le premier jour du neuvième trimestre civil suivant l'approbation par le Conseil d'administration, ou selon les modalités d'approbation prévues par la loi pour les organismes gouvernementaux chargés de la fiabilité électrique (ERO).

6. Contexte :

La présente norme fournit des critères précis pour que les entités responsables visées catégorisent leurs *systèmes électroniques BES* en se basant sur l'impact de leurs *installations*, systèmes et équipements qui y sont associés, lesquels, s'ils étaient détruits, endommagés, mal utilisés ou autrement rendus indisponibles, affecteraient l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité*. La démarche de cette norme est basée sur plusieurs concepts.

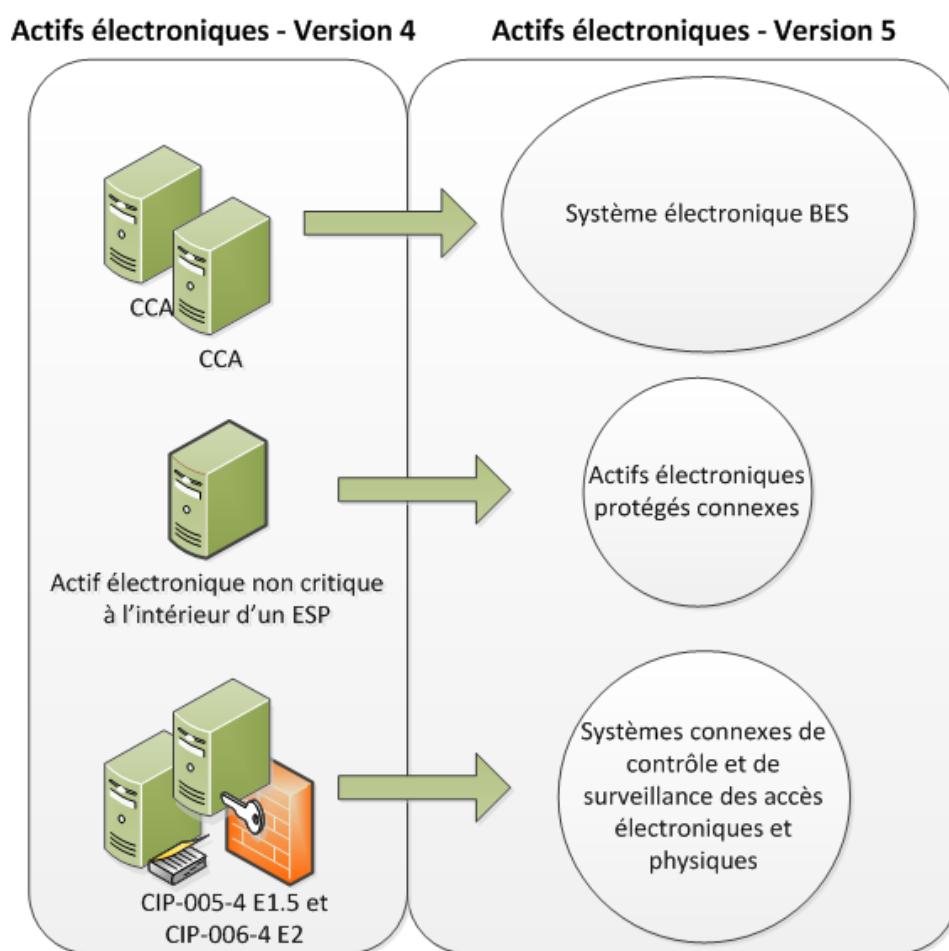
Dans l'ensemble des normes, sauf indication particulière, les éléments présentés sous forme de liste à puces dans les exigences sont des éléments liés par l'opérateur « ou », et les éléments présentés sous forme de liste numérotée sont liés par l'opérateur « et ».

Plusieurs références de la section Applicabilité et les critères de l'annexe 1 de la norme CIP-002 utilisent un seuil de 300 MW pour les systèmes DSF et DST. Ce seuil particulier de 300 MW pour les systèmes DSF et DST provient de la version 1 des normes CIP sur la cybersécurité. Ce seuil demeure à 300 MW puisqu'il concerne spécifiquement les systèmes DST et DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le *système de production-transport d'électricité*. Un examen des tolérances de systèmes DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les exigences des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de

seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles des systèmes DSF.

Systèmes électroniques BES

Une des différences fondamentales entre les versions 4 et 5 des normes CIP sur la cybersécurité est le passage de l'identification des *actifs électroniques critiques* vers l'identification des *systèmes électroniques BES*. Ce changement résulte de l'examen du cadre de gestion du risque du NIST par l'équipe de rédaction et de l'utilisation d'un terme analogue, « système d'information », comme cible pour la catégorisation et l'application des mesures de sécurité.



Dans la transition de la version 4 vers la version 5, un *système électronique BES* peut être simplement considéré comme un regroupement d'*actifs électroniques critiques* (tel que ce terme est utilisé dans la version 4). Les normes CIP sur la cybersécurité utilisent le terme « *système électronique BES* » essentiellement pour fournir un niveau plus élevé pour référer à l'objet d'une exigence. Par exemple, il devient possible d'appliquer des exigences concernant le rétablissement et la protection contre les maliciels à un regroupement plutôt qu'à des *actifs électroniques* individuels, et il

devient plus clair dans l'exigence que la protection contre les maliciels s'applique au système dans son ensemble et que la conformité individuelle de chaque dispositif peut ne pas être nécessaire.

Une autre raison d'utiliser le terme « *système électronique BES* » est de fournir un niveau pratique auquel une entité responsable peut organiser la mise en œuvre documentée des exigences et des pièces justificatives de conformité. Les entités responsables peuvent utiliser le concept bien développé de plan de sécurité pour chaque *système électronique BES* afin de documenter les programmes, processus et plans en place visant à se conformer aux exigences de sécurité.

Il est laissé à la discrétion de l'entité responsable de déterminer le niveau de granularité pour délimiter un *système électronique BES*, compte tenu des conditions de la définition de *système électronique BES*. Par exemple, l'entité responsable pourrait choisir de considérer l'ensemble d'un système de commande de centrale comme un seul *système électronique BES*, ou choisir de considérer certaines parties de ce système comme des *systèmes électroniques BES* distincts. L'entité responsable devrait prendre en considération le contexte opérationnel et le cadre de gestion lorsqu'elle définit les limites d'un *système électronique BES*, de manière à maximiser l'efficacité de son fonctionnement sécurisé. Définir des limites trop étroites pourrait entraîner des redondances dans les processus administratifs et les autorisations, tandis que définir des limites trop larges pourrait rendre le fonctionnement sécurisé du *système électronique BES* difficile à surveiller et à évaluer.

Exploitation fiable du BES

La portée d'application des normes CIP sur la cybersécurité est limitée aux *systèmes électroniques BES* qui auraient un impact sur l'exploitation fiable du BES. Afin d'identifier les *systèmes électroniques BES*, les entités responsables déterminent si le *système électronique BES* effectue ou soutient une des fonctions de fiabilité du BES selon les tâches de fiabilité associées à leur fonction de fiabilité et par les responsabilités correspondantes de l'entité fonctionnelle telles que définies par ses relations avec les autres entités fonctionnelles dans le modèle fonctionnel de la NERC. Cela fait en sorte que la portée d'application initiale inclut seulement les *systèmes électroniques BES* et leurs *actifs électroniques BES* connexes qui effectuent ou soutiennent l'exploitation fiable du BES. La définition du terme « *actif électronique BES* » fournit la base de cette portée d'application.

Exploitation en temps réel

Une caractéristique de l'*actif électronique BES* est sa portée temps réel. L'horizon temporel qui est significatif pour les *systèmes électroniques BES* et les *actifs électroniques BES* visés par l'application de la version 5 des normes CIP sur la cybersécurité est défini comme étant celui qui est important pour l'exploitation fiable en temps réel du BES. Pour décrire l'horizon temporel de façon plus précise qu'au moyen de l'expression « *temps réel* », les *actifs électroniques BES* sont des *actifs électroniques* qui, s'ils étaient rendus indisponibles, endommagés ou mal utilisés,

auraient un impact négatif sur le fonctionnement fiable du BES dans les 15 minutes de l'activation ou de la mise en œuvre de la solution de rechange. Cette fenêtre de temps ne doit pas tenir compte ici de l'activation d'*actifs électroniques BES* ou de *systèmes électroniques BES* redondants : au point de vue de la cybersécurité, la redondance n'atténue pas les vulnérabilités de cybersécurité.

Critères de catégorisation

Les critères énoncés à l'annexe 1 servent à catégoriser les *systèmes électroniques BES* en catégories d'impact. L'exigence E1 demande de dresser la liste des *systèmes électroniques BES* classés dans les catégories Impact élevé et Impact moyen seulement. Tous les *systèmes électroniques BES d'installations* auxquelles ne s'appliquent pas les critères de catégorisation 1.1 à 1.4 et 2.1 à 2.11 de l'annexe 1 – Critères d'évaluation de l'impact tombent par défaut dans la catégorie Impact faible.

Ce processus général de catégorisation des *systèmes électroniques BES* en fonction de l'impact sur l'exploitation fiable du BES est cohérent avec l'approche de gestion du risque aux fins de l'application des exigences de cybersécurité dans le reste des normes CIP sur la cybersécurité version 5.

Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques, systèmes de contrôle des accès physiques et actifs électroniques protégés associés aux systèmes électroniques BES

Les *systèmes électroniques BES* comportent des *actifs électroniques* associés qui, s'ils sont compromis, présentent une menace pour le *système électronique BES* en raison : a) de leur emplacement à l'intérieur du *périmètre de sécurité électronique* (*actifs électroniques protégés*), ou b) de la fonction de contrôle de sécurité qu'ils remplissent (*systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques* et *systèmes de contrôle des accès physiques*). Ces *actifs électroniques* comprennent :

Systèmes de contrôle ou de surveillance des accès électroniques (EACMS) –

Exemples : *points d'accès électroniques, systèmes intermédiaires, serveurs d'authentification* (serveurs Radius, serveurs Active Directory, autorités de certification, etc.), *systèmes de surveillance des événements de sécurité* et *systèmes de détection des intrusions*.

Systèmes de contrôle des accès physiques (PACS) – Exemples : serveurs d'authentification et systèmes d'accès à carte ou à porte-nom.

Actifs électroniques protégés (PCA) – Exemples, dans la mesure où ils se trouvent à l'intérieur de l'ESP : serveurs de fichiers, serveurs FTP, serveurs de temps, commutateurs LAN, imprimantes réseau, enregistreurs numériques de défauts et systèmes de surveillance des émissions.

B. Exigences et mesures

- E1.** Chaque entité responsable doit mettre en œuvre un processus qui considère chacun des actifs suivants aux fins des alinéas 1.1 à 1.3 : *[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation]*
- i. centres de contrôle et centres de contrôle de repli ;
 - ii. postes de transport ;
 - iii. ressources de production ;
 - iv. systèmes et installations essentiels à la remise en charge du réseau, y compris les *ressources à démarrage autonome* et les *chemins de démarrage* ainsi que les exigences relatives aux manœuvres initiales ;
 - v. *automatismes de réseau* qui contribuent à la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* ; et
 - vi. pour les *distributeurs*, *systèmes de protection* indiqués à l'alinéa 4.2.1 de la section Applicabilité ci-dessus.
- 1.1.** identifier chacun des *systèmes électroniques BES* à impact élevé, selon la section 1 de l'annexe 1, s'il y en a, pour chaque actif ;
- 1.2.** identifier chacun des *systèmes électroniques BES* à impact moyen, selon la section 2 de l'annexe 1, s'il y en a, pour chaque actif ; et
- 1.3.** identifier chaque actif qui comporte un *système électronique BES* à impact faible, selon la section 3 de l'annexe 1, s'il y en a (une liste des *systèmes électroniques BES* à impact faible n'est pas exigée).
- M1.** Les pièces justificatives acceptables comprennent, mais sans s'y limiter, les listes électroniques ou papier datées requises en vertu de l'exigence E1 et ses alinéas 1.1 et 1.2.
- E2.** L'entité responsable doit : *[Facteur de risque de la non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]*
- 2.1** passer en revue les identifications de l'exigence E1 et ses alinéas (et les mettre à jour en cas de changement constaté) au moins une fois tous les 15 mois civils, même si aucun élément n'a été identifié selon l'exigence E1 ; et
 - 2.2** faire approuver par son *cadre supérieur CIP* ou son délégué les identifications exigées par l'exigence E1 au moins une fois tous les 15 mois civils, même si aucun élément n'a été identifié selon l'exigence E1.
- M2.** Les pièces justificatives acceptables comprennent, mais sans s'y limiter, des documents électroniques ou papier datés pour démontrer que l'entité responsable a

passé en revue et mis à jour, lorsque nécessaire, les identifications exigées selon l'exigence E1 et ses alinéas, et qu'elle a fait approuver par son *cadre supérieur CIP* ou son délégué les identifications exigées selon l'exigence E1 et ses alinéas au moins une fois tous les 15 mois civils, même si aucun élément n'a été identifié selon l'exigence E1 et ses alinéas, conformément à l'exigence E2.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

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

L'entité régionale joue le rôle de responsable de la surveillance de l'application des normes (CEA), à moins que l'entité concernée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, l'organisation de fiabilité électrique (ERO), une entité régionale approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent joue le rôle du CEA.

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 des pièces justificatives indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives pour montrer qu'elle était conforme pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

L'entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant de sa conformité de la façon indiquée ci-après, à moins que son CEA lui demande de conserver certains documents plus longtemps dans le cadre d'une enquête :

- Chaque entité responsable doit conserver des pièces justificatives pour chaque exigence de la présente norme pendant trois années civiles.
- Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.
- Le CEA doit conserver les derniers dossiers d'audit ainsi que tous les dossiers d'audit demandés et soumis par la suite.

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

- Audits de conformité
- Déclarations sur la conformité
- Contrôles ponctuels

- Enquêtes sur les non-conformités
- Déclarations volontaires
- Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

- Aucun

2. Tableau des éléments de conformité

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-002-5.1)			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
E1	Planification de l'exploitation	Élevé	<p>Pour les entités responsables qui ont plus de 40 actifs BES au total à l'exigence E1, cinq pour cent ou moins des actifs BES n'ont pas été considérés conformément à l'exigence E1 ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont 40 actifs BES au total ou moins, 2 actifs BES ou moins à l'exigence E1 n'ont pas été considérés conformément à l'exigence E1 ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont plus de 100 <i>systèmes électroniques BES</i></p>	<p>Pour les entités responsables qui ont plus de 40 actifs BES au total à l'exigence E1, plus de cinq pour cent, mais au plus 10 pour cent des actifs BES n'ont pas été considérés conformément à l'exigence E1 ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont 40 actifs BES au total ou moins, plus de deux, mais au plus quatre actifs BES à l'exigence E1 n'ont pas été considérés conformément à l'exigence E1 ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont</p>	<p>Pour les entités responsables qui ont plus de 40 actifs BES au total à l'exigence E1, plus de 10 pour cent, mais au plus 15 pour cent des actifs BES n'ont pas été considérés conformément à l'exigence E1 ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont 40 actifs BES au total ou moins, plus de quatre, mais au plus six actifs BES à l'exigence E1 n'ont pas été considérés conformément à l'exigence E1 ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont</p>	<p>Pour les entités responsables qui ont plus de 40 actifs BES au total à l'exigence E1, plus de 15 pour cent des actifs BES n'ont pas été considérés conformément à l'exigence E1 ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont 40 actifs BES au total ou moins, plus de six actifs BES à l'exigence E1 n'ont pas été considérés conformément à l'exigence E1 ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont plus de 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou</p>

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-002-5.1)			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			<p>d'impact élevé ou moyen au total, cinq pour cent ou moins des <i>systèmes électroniques BES</i> identifiés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie plus basse;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins au total, cinq des <i>systèmes électroniques BES</i> identifiés ou moins n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie plus basse;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités</p>	<p>plus de 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen au total, plus de cinq pour cent, mais au plus 10 pour cent des <i>systèmes électroniques BES</i> identifiés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie plus basse ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de cinq, mais au plus 10 <i>systèmes électroniques BES</i> identifiés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une</p>	<p>plus de 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen au total, plus de 10 pour cent, mais au plus 15 pour cent des <i>systèmes électroniques BES</i> identifiés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie plus basse ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de 10, mais au plus 15 <i>systèmes électroniques BES</i> identifiés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une</p>	<p>moyen au total, plus de 15 pour cent des <i>systèmes électroniques BES</i> identifiés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie plus basse ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de 15 <i>systèmes électroniques BES</i> identifiés n'ont pas été catégorisés ou ont été incorrectement catégorisés dans une catégorie plus basse ;</p> <p>OU</p> <p>Pour les entités responsables qui ont plus de 100 <i>systèmes</i></p>

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-002-5.1)			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
			responsables qui ont plus de 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen au total, cinq pour cent ou moins des <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen n'ont pas été identifiés; OU Pour les entités responsables qui ont 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins au total, cinq <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins n'ont pas été identifiés.	catégorie plus basse ; OU Pour les entités responsables qui ont plus de 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen au total, plus de cinq pour cent, mais au plus 10 pour cent des <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen n'ont pas été identifiés ; OU Pour les entités responsables qui ont 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de cinq, mais au plus 10 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins n'ont	catégorie plus basse ; OU Pour les entités responsables qui ont plus de 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen au total, plus de 10 pour cent, mais au plus 15 pour cent des <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen n'ont pas été identifiés ; OU Pour les entités responsables qui ont 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de 10, mais au plus 15 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins n'ont	<i>électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen au total, plus de 15 pour cent des <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen n'ont pas été identifiés ; OU Pour les entités responsables qui ont 100 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins au total, plus de 15 <i>systèmes électroniques BES</i> d'impact élevé ou moyen ou moins n'ont pas été identifiés.

E#	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (CIP-002-5.1)			
			VSL Faible	VSL Modéré	VSL Élevé	VSL Critique
				pas été identifiés.	pas été identifiés.	
E2	Planification de l'exploitation	Faible	<p>L'entité responsable n'a pas complété son passage en revue et sa mise à jour pour l'identification exigée en E1 à l'intérieur de 15 mois civils, mais en au plus 16 mois civils du passage en revue précédent. (E2.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas complété son approbation des identifications exigées en E1 par le <i>cadre supérieur CIP</i> ou son délégué conformément à l'exigence E2 à l'intérieur de 15 mois civils, mais en au plus 16 mois civils de l'approbation précédente. (E2.2)</p>	<p>L'entité responsable n'a pas complété son passage en revue et sa mise à jour pour l'identification exigée en E1 à l'intérieur de 16 mois civils, mais en au plus 17 mois civils du passage en revue précédent. (E2.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas complété son approbation des identifications exigées en E1 par le <i>cadre supérieur CIP</i> ou son délégué conformément à l'exigence E2 à l'intérieur de 16 mois civils, mais en au plus 17 mois civils de l'approbation précédente. (E2.2)</p>	<p>L'entité responsable n'a pas complété son passage en revue et sa mise à jour pour l'identification exigée en E1 à l'intérieur de 17 mois civils, mais en au plus 18 mois civils du passage en revue précédent. (E2.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas complété son approbation des identifications exigées en E1 par le <i>cadre supérieur CIP</i> ou son délégué conformément à l'exigence E2 à l'intérieur de 17 mois civils, mais en au plus 18 mois civils de l'approbation précédente. (E2.2)</p>	<p>L'entité responsable n'a pas complété son passage en revue et sa mise à jour pour l'identification exigée en E1 à l'intérieur de 18 mois civils du passage en revue précédent. (E2.1)</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas complété son approbation des identifications exigées en E1 par le <i>cadre supérieur CIP</i> ou son délégué conformément à l'exigence E2 à l'intérieur de 18 mois civils de l'approbation précédente. (E2.2)</p>

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

CIP-002-5.1 – Annexe 1

Critères de degré d'impact

Les critères définis à la présente annexe ne sont pas des exigences de conformité autonomes, mais des éléments de caractérisation du degré d'impact auxquels renvoient les exigences.

1. Impact élevé (H)

Chaque *système électronique BES* utilisé par et situé dans une des installations suivantes :

- 1.1. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *coordonnateur de la fiabilité*.
- 1.2. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *responsable de l'équilibrage* pour : 1) une production totale de 3 000 MW ou plus dans une même *Interconnexion*, ou 2) au moins un actif qui répond au critère 2.3, 2.6 ou 2.9.
- 1.3. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant de réseau de transport* pour au moins un actif qui répond au critère 2.2, 2.4, 2.5, 2.7, 2.8, 2.9 ou 2.10.
- 1.4. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant d'installation de production* pour au moins un actif qui répond au critère 2.1, 2.3, 2.6 ou 2.9.

2. Impact moyen (M)

Chaque *système électronique BES*, non inclus dans la section 1 ci-dessus, associés à un des éléments suivants :

- 2.1. Production en service, pour chaque ensemble de groupes de production à une seule centrale, dont la puissance active nominale nette totale la plus élevée des 12 mois civils précédents est de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*. Pour chaque ensemble de groupes de production, les seuls *systèmes électroniques BES* qui répondent à ce critère sont les *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de groupes de production qui, ensemble, représentent 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*.
- 2.2. Chaque ressource ou groupe de ressources de puissance réactive du BES à un seul emplacement (à l'exclusion des *installations* de production) dont la puissance réactive nominale maximale totale est de 1 000 Mvar ou plus (à l'exclusion de celles aux *installations* de production). Les seuls *systèmes électroniques BES* qui répondent à ce

critère sont les *systèmes électroniques BES* partagés qui pourraient, dans un délai de 15 minutes, avoir un impact négatif sur l'exploitation fiable de toute combinaison de ressources qui au total représentent 1 000 Mvar ou plus.

- 2.3. Chaque *installation* de production que son *coordonnateur de la planification* ou son *planificateur de réseau de transport* désigne, et en informe le *propriétaire d'installation de production* ou l'*exploitant d'installation de production*, comme étant nécessaire pour éviter un *impact négatif sur la fiabilité* dans un horizon de planification de plus d'un an.
- 2.4. *Installations de transport* exploitées à 500 kV ou plus. Aux fins de ce critère, le jeu de barres collectrices d'une centrale de production n'est pas considéré comme une *installation de transport*, mais comme une partie de l'*installation* de raccordement de la production.
- 2.5. *Installations de transport* exploitées entre 200 et 499 kV dans un seul poste, dans les cas où le poste est raccordé à une tension de 200 kV ou plus à au moins trois autres postes de *transport* et ayant une « valeur pondérée totale » de plus de 3 000 selon le tableau ci-dessous. La « valeur pondérée totale » pour un même poste est déterminée en faisant la somme des « valeurs pondérées par ligne » indiquées au tableau ci-dessous pour chaque *ligne de transport* BES d'arrivée et de départ qui le relie à un autre poste de *transport*. Aux fins de ce critère, le jeu de barres collectrices d'une centrale de production n'est pas considéré comme une *installation de transport*, mais comme une partie de l'*installation* de raccordement de la production.

Valeur de tension d'une ligne	Valeur pondérée par ligne
Moins de 200 kV (sans objet)	(sans objet)
200 à 299 kV	700
300 à 499 kV	1300
500 kV et plus	0

- 2.6. Production d'une seule centrale ou *installations de transport* d'un seul poste, qui sont désignées par leur *coordonnateur de la fiabilité*, leur *responsable de la planification* ou leur *planificateur de réseau de transport* comme essentielles au calcul des *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* et leurs contingences associées.
- 2.7. *Installations de transport* désignées comme essentielles pour respecter les exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire.
- 2.8. *Installations de transport*, y compris les *installations* de raccordement de la production, qui fournissent le raccordement de la production nécessaire pour raccorder la sortie du groupe de production aux *réseaux de transport* et qui, si elles étaient détruites, endommagées, mal utilisées ou autrement rendues indisponibles,

entraîneraient la perte d'*installations* de production identifiées par un *propriétaire d'installation de production* en vertu du critère 2.1 ou 2.3 de l'annexe 1.

- 2.9. Chaque *automatisme de réseau* (SPS), *plan de défense* (RAS) ou système de manoeuvre automatisé qui commande des éléments du BES qui, s'ils étaient détruits, endommagés, mal utilisés ou autrement rendus indisponibles, provoqueraient le dépassement d'une ou de plusieurs *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL) à défaut de fonctionner comme prévu ou entraîneraient la réduction d'une ou de plusieurs IROL s'ils étaient détruits, endommagés, mal utilisés ou autrement rendus indisponibles.
- 2.10. Chaque système ou groupe d'*éléments* qui effectue du délestage de *charge* automatique sous un système de commande commun, sans intervention humaine, de 300 MW ou plus en mettant en oeuvre du délestage de charge en sous-tension (DST) ou du délestage de charge en sous-fréquence (DSF) selon un programme de délestage de charge soumis à une ou plusieurs exigences d'une norme de fiabilité de la NERC ou régionale.
- 2.11. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli, non déjà inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus, utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant d'installation de production* pour une puissance active nominale nette totale maximale, pour les 12 mois civils précédents, de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*.
- 2.12. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles de l'*exploitant de réseau de transport* non inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus.
- 2.13. Chaque *centre de contrôle* ou *centre de contrôle* de repli, non déjà inclus dans la catégorie Impact élevé (H) ci-dessus, utilisé pour s'acquitter des obligations fonctionnelles du *responsable de l'équilibrage* pour une production égale ou supérieure à 1 500 MW dans une même *Interconnexion*.

3. Impact faible (L)

Systèmes électroniques BES non inclus dans les sections 1 et 2 ci-dessus, qui sont associés à l'un ou l'autre des actifs suivants et qui répondent aux critères d'applicabilité de l'alinéa 4.2 (*Installations*) de la section Applicabilité de la présente norme :

- 3.1. *Centres de contrôle* et *centres de contrôle* de repli ;
- 3.2. Postes de transport ;
- 3.3. Ressources de production ;
- 3.4. Systèmes et installations essentiels à la remise en charge du réseau, y compris les *ressources à démarrage autonome* et les *chemins de démarrage* ainsi que les exigences relatives aux manœuvres initiales ;

- 3.5.** *Automatismes de réseau* qui supportent l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* ;
- 3.6.** Pour les *distributeurs*, *systèmes de protection* indiqués à l'alinéa 4.2.1 de la section Applicabilité ci-dessus.

Principes directeurs et fondements techniques

Section 4 – Portée de l'applicabilité des normes CIP sur la cybersécurité

La section « 4 Applicabilité » des normes présente de l'information importante pour aider les entités responsables à déterminer la portée d'application des exigences CIP sur la cybersécurité.

La section « 4.1 Entités fonctionnelles » est la liste des entités fonctionnelles de la NERC auxquelles s'applique la norme. Si l'entité est enregistrée au titre d'une ou de plusieurs des entités fonctionnelles énumérées à la section 4.1, alors les normes CIP sur la cybersécurité de la NERC s'appliquent. Il est à noter qu'il y a une restriction à la section 4.1 qui limite l'applicabilité dans le cas des distributeurs à ceux qui détiennent certains types de systèmes et d'équipements énumérés à la section 4.2.

La section « 4.2 Installations » définit la portée des *installations*, systèmes et équipements détenus par l'entité responsable qualifiée à la section 4.1, qui est visée par les exigences de la norme. Outre l'ensemble des *installations* du BES, des *centres de contrôle* et des autres systèmes et équipements, la liste comprend l'ensemble des systèmes et équipements détenus par les distributeurs. Bien que le terme « *installations* » du glossaire de la NERC comprenne déjà la caractéristique BES, l'utilisation additionnelle du terme « BES » vise ici à renforcer la portée d'applicabilité pour ces *installations*, en particulier dans cette section sur l'applicabilité. Cela établit quels sont les *installations*, systèmes et équipements visés par les normes. Cette section est particulièrement importante dans la norme CIP-002-5.1 et délimite l'ensemble des *installations*, systèmes et équipements auxquels s'appliquent les critères de l'annexe 1. C'est important, car cela détermine les *installations*, systèmes et équipements qui sont classés dans la catégorie Impact faible, après filtrage de ceux qui répondent aux critères des catégories Impact élevé et Impact moyen.

Dans le but d'identifier les groupes d'*installations*, de systèmes et d'équipements (par leur emplacement ou autrement), l'entité responsable identifie les actifs de la façon décrite à l'exigence E1 de la norme CIP-002-5.1. Ceci est une démarche familière pour les entités responsables qui ont à se conformer aux versions 1, 2, 3 et 4 des normes CIP pour les *actifs critiques*. Comme dans les versions 1, 2, 3 et 4, les entités responsables peuvent utiliser des postes, des centrales et des centres de contrôle à des emplacements uniques pour désigner ces groupes d'installations, de systèmes et d'équipements.

CIP-002-5.1

La norme CIP-002-5.1 stipule que les entités responsables concernées doivent catégoriser leurs *systèmes électroniques BES* et les *actifs électroniques BES* connexes selon les critères de l'annexe 1. Un *actif électronique BES* inclut dans sa définition, « s'il était rendu indisponible, endommagé, ou mal utilisé, aurait, dans les 15 minutes un impact négatif sur l'exploitation fiable du BES ».

Ce qui suit donne des indications qu'une entité responsable peut utiliser pour identifier les *systèmes électroniques BES* qui seraient dans la portée. Le concept de fonction de fiabilité du BES est utile à cet égard, car il offre à l'entité responsable une méthode définie pour déterminer les *systèmes électroniques BES* auxquels s'applique la norme CIP-002-5.1. Ce concept établit une liste de fonctions de fiabilité du BES. Ces fonctions comprennent :

- Réponse dynamique aux conditions du BES
- Équilibre production-charge
- Contrôle de la fréquence (puissance active)
- Contrôle de la tension (puissance réactive)
- Gestion des contraintes
- Surveillance et contrôle
- Remise en charge du BES
- Connaissance de la situation
- Coordination et communication en temps réel entre les entités

La responsabilité de l'exploitation fiable du BES est répartie entre toutes les catégories d'entités. Chaque catégorie d'entité apporte une contribution particulière à l'exploitation fiable et l'exposé qui suit aide à identifier quelle catégorie d'entité, dans le contexte des entités fonctionnelles auxquelles ces normes CIP s'appliquent, effectue quelle fonction de fiabilité, dans le cadre d'un processus pour identifier les *systèmes électroniques BES* qui seraient visés. Ce qui suit donne des indications pour aider les entités responsables à déterminer les fonctions de fiabilité applicables selon leur type de fonctions enregistrées.

Entité fonctionnelle	RC	BA	TOP	TO	DP	GOP	GO
Réponse dynamique		X	X	X	X	X	X
Équilibre production-charge	X	X	X	X	X	X	X
Contrôle de la fréquence		X				X	X
Contrôle de la tension			X	X	X		X
Gestion des contraintes	X		X			X	
Surveillance et contrôle			X			X	
Remise en charge			X			X	
Connaissance de la situation	X	X	X			X	
Coordination entre les entités	X	X	X	X		X	X

Réponse dynamique

La fonction de réponse dynamique comprend les actions effectuées par des *éléments* BES ou des sous-systèmes qui sont lancés automatiquement pour amorcer une réponse à une condition du BES. Ces actions sont lancées par un seul élément, un dispositif de commande, ou par une combinaison de ces éléments ou dispositifs agissant de concert pour effectuer une

action ou pour engendrer une condition en réponse à l'action ou à la condition initiale. Les types de réponses dynamiques qui peuvent être considérés comme ayant un impact potentiel sur le BES sont :

- Réserves tournantes (réserves pour contingence)
 - Fourniture d'une réserve de production au besoin (GO et GOP)
 - Surveillance que les réserves sont suffisantes (BA)
- Réponse du régulateur de vitesse
 - Système de commande agissant sur le régulateur de vitesse (GO)
- Systèmes de protection (transport et production)
 - Lignes, jeux de barres, transformateurs et groupes turbine-alternateur (DP, TO, TOP, GO et GOP)
 - Protection de zone sur défaillance de disjoncteur (DP, TO et TOP)
 - Protection de disjoncteur (DP, TO et TOP)
 - Courant, fréquence, vitesse, phase (TO, TOP, GO et GOP)
- *Automatismes de réseau ou plans de défense*
 - Capteurs, relais et disjoncteurs, possiblement logiciels (DP, TO et TOP)
- Protection par relais de surfréquence et de sous-fréquence (comprend le délestage de charge automatique)
 - Capteurs, relais et disjoncteurs (DP)
- Protection par relais de surtension et de sous-tension (comprend le délestage de charge automatique)
 - Capteurs, relais et disjoncteurs (DP)
- Stabilisateurs de puissance (GO)

Équilibre production-charge

La fonction d'équilibre production-charge comprend les activités, actions et conditions nécessaires pour surveiller et contrôler la production et la charge dans l'horizon de planification de l'exploitation et en temps réel. Les aspects de la fonction d'équilibre production-charge comprennent, mais n'y sont pas limités :

- Calcul de l'*écart de réglage de la zone* (ACE)
 - Sources de données sur le terrain (transits d'interconnexion en temps réel, sources de fréquence, écart de temps, etc.) (TO et TOP)
 - Logiciels utilisés pour effectuer les calculs (BA)
- Réponse à la demande

- Capacité de détecter les besoins de modulation de la charge (BA)
- Capacité de moduler la charge (TOP et DP)
- Délestages de *charge* commandés manuellement
 - Capacité de détecter les besoins de modulation de la charge (BA)
 - Capacité de moduler la charge (TOP et DP)
- Réserve arrêtée (réserve pour contingence)
 - Connaissance de l'état de marche, de la capacité, du taux de rampe et du temps de démarrage des groupes (GO et BA)
 - Démarrage des groupes de production et fourniture de l'énergie (GOP)

Contrôle de la fréquence (puissance active)

La fonction de contrôle de la fréquence comprend les activités, actions et conditions qui assurent, en temps réel, que la fréquence demeure à l'intérieur de limites acceptables pour la fiabilité et l'exploitabilité du BES. Les aspects de la fonction de contrôle de la fréquence comprennent, mais y sont limités :

- Contrôle de la production (par exemple, AGC)
 - ACE, sortie des groupes courante, taux de rampe, caractéristiques des groupes de production (BA, GOP et GO)
 - Logiciels pour le calcul des réglages à apporter aux groupes (BA)
 - Transmission des réglages aux différents groupes (GOP)
 - Mise en œuvre d'ajustements par les dispositifs de réglage des groupes (GOP)
- Régulation (réserves réglantes)
 - Source de fréquence, programme (BA)
 - Système de commande de régulateur (GO)

Contrôle de la tension (puissance réactive)

La fonction de contrôle de la tension comprend les activités, actions et conditions qui assurent, en temps réel, que la tension demeure à l'intérieur de limites acceptables pour la fiabilité et l'exploitabilité du BES. Les aspects de la fonction de contrôle de la tension comprennent, mais n'y sont pas limités :

- Régulation automatique de la tension (AVR)
 - Capteurs, système de commande de stator et rétroaction (GO)
- Ressources capacitives

- État, commande (manuelle ou automatique) et rétroaction (TOP, TO et DP)
- Ressources inductives (changeurs de prises de transformateur ou bobines d'inductance)
 - État, commande (manuelle ou automatique) et rétroaction (TOP, TO et DP)
- Compensateurs statiques (SVC)
 - État, calculs, commande (manuelle ou automatique) et rétroaction (TOP, TO et DP)

Gestion des contraintes

La gestion des contraintes comprend les activités, actions et conditions qui sont nécessaires pour assurer que les éléments du BES fonctionnent à l'intérieur de leurs limites de conception et des contraintes établies pour la fiabilité et l'exploitabilité du BES. Les aspects de la gestion des contraintes comprennent, mais n'y sont pas limités :

- *Capacité de transfert disponible* (ATC) (TOP)
- Programmes d'échange (TOP et RC)
- Corrections à la répartition de la production et affectation des groupes (GOP)
- Détermination et surveillance des SOL et des IROL (TOP et RC)
- Détermination et surveillance des interfaces de transit (TOP et RC)

Surveillance et contrôle

La fonction de surveillance et de contrôle comprend les activités, actions et conditions qui assurent la surveillance et le contrôle des *éléments* BES. Voici un exemple d'aspect de la fonction de surveillance et de contrôle :

- Toutes les méthodes de manœuvre des disjoncteurs et des sectionneurs
 - SCADA (TOP et GOP)
 - Automatisation des postes (TOP)

Remise en charge du BES

La fonction de remise en charge du BES comprend les activités, actions et conditions nécessaires pour passer d'un état de panne à une situation d'exploitation permettant le transport d'énergie sans aide externe. Les aspects de la fonction de remise en charge du BES comprennent, mais n'y sont pas limités :

- Remise en charge, y compris le chemin de démarrage planifié
 - Au moyen de groupes à démarrage autonome (TOP et GOP)
 - Au moyen de lignes d'interconnexion (TOP et GOP)

- Alimentation électrique externe de centrale nucléaire (TOP, TO, BA, RC, DP, GO et GOP)
- Coordination (TOP, TO, BA, RC, DP, GO et GOP)

Connaissance de la situation

La fonction de connaissance de la situation comprend les activités, actions et conditions établies par des politiques, des directives ou des procédures d'exploitation normalisées nécessaires pour évaluer la situation courante du BES et de prévoir les effets de changements planifiés ou non planifiés sur les conditions d'exploitation. Les aspects de la fonction de connaissance de la situation comprennent :

- Surveillance et alarmes (tel qu'alarmes EMS) (TOP, GOP, RC et BA)
- Gestion des changements (TOP, GOP, RC et BA)
- Planification du jour même et du jour suivant (TOP)
- Analyse des contingences (RC)
- Surveillance de la fréquence (BA et RC)

Coordination entre les entités

La fonction de coordination et de communication entre les entités comprend les activités, actions et conditions établies par des politiques, des directives ou des procédures d'exploitation normalisées nécessaires pour la coordination et la communication entre les entités responsables afin d'assurer la fiabilité et l'exploitabilité du BES. Les aspects de la fonction de coordination et de communication entre les entités comprennent :

- Échanges programmés (BA, TOP, GOP et RC)
- Données d'exploitation et état des installations (TO, TOP, GO, GOP, RC et BA)
- Directives d'exploitation (TOP, RC et BA)

Applicabilité aux distributeurs

Il est attendu que seuls les *distributeurs* qui détiennent ou exploitent des installations qui se qualifient à la section Applicabilité seront visés par la version 5 des normes de cybersécurité. Les *distributeurs* qui ne détiennent ni n'exploitent des installations qui se qualifient ne sont pas visés par ces normes. Les critères d'applicabilité sont fondés sur les exigences d'inscription au titre de *distributeur* et sur les exigences de la norme EOP 005 de la NERC visant les *distributeurs*.

Exigence E1

L'exigence E1 met en oeuvre une méthode de catégorisation des *systèmes électroniques BES* selon leur impact sur le BES. Dans l'équation traditionnelle d'évaluation du risque, cette

méthode réduit la mesure du risque à l'évaluation de l'impact (la conséquence), en supposant un indice de vulnérabilité de 1 (les systèmes sont présumés vulnérables) et une probabilité de menace de 1 (probabilité de 100 %). Les critères de l'annexe 1 expriment le degré d'impact des actifs BES desservis par les *systèmes électroniques BES*.

Les entités responsables sont tenues d'inventorier et de catégoriser les *systèmes électroniques BES* dont l'impact est élevé ou moyen. Les *systèmes électroniques BES* pour les actifs BES qui ne répondent pas aux critères 1.1 à 1.4 et 2.1 à 2.11 de l'annexe 1 sont classés par défaut dans la catégorie Impact faible.

Annexe 1

Application générale

Dans l'application des critères de l'annexe 1, les entités responsables doivent prendre note que l'approche utilisée est basée sur l'impact du *système électronique BES* tel que mesuré par les critères précis définis à l'annexe 1.

- Lorsque l'équipe de rédaction utilise le terme « *installations* », les entités responsables disposent d'une certaine latitude pour déterminer les *installations* concernées. Le terme « *installation* » est défini dans le glossaire de la NERC comme un « ensemble d'équipements électriques qui fonctionnent comme un seul élément du *système de production-transport d'électricité* (exemples : ligne, groupe de production, compensateur shunt, transformateur, etc.). » Dans la plupart des cas, les critères réfèrent à un groupe d'*installations* dans un emplacement donné qui contribue à l'exploitation fiable du BES. Par exemple, pour les actifs de *transport*, le poste peut être désigné comme le groupe d'*installations*. Cependant, dans un poste qui comprend à la fois de l'équipement utilisé pour l'exploitation du BES et de l'équipement utilisé seulement pour les opérations de distribution, il peut être préférable pour l'entité responsable de considérer seulement le groupe d'installations utilisé pour l'exploitation du BES. Dans ce cas, l'entité responsable peut désigner le groupe d'installations par son emplacement, avec des restrictions pour cibler le groupe d'installations qui contribue à l'exploitation fiable du BES, comme étant les *installations* qui sont visées par les critères de catégorisation des *systèmes électroniques BES*. Les *installations* de production sont discutées séparément à la section Production ci-après. Dans la norme CIP-002-5.1, ces groupes d'*installations*, de systèmes et d'équipements sont parfois appelés « actifs BES ». Par exemple, un actif BES identifié peut être un poste, une centrale de production ou un *centre de contrôle* nommé. Les entités responsables disposent d'une souplesse dans la manière de grouper les *installations*, systèmes et équipements à un emplacement donné.
- Dans certains cas, un *système électronique BES* peut être catégorisé par le respect de plusieurs critères. Dans de tels cas, l'entité responsable peut choisir de documenter tous les critères qui mènent à la catégorisation. Cela évitera une catégorisation incorrecte lorsqu'il ne répond plus à l'un des critères, mais qu'il répond encore à un autre.

- Il est recommandé que chaque *système électronique BES* soit inventorié par une seule entité responsable. En cas de propriété commune, il est conseillé aux entités responsables propriétaires de s'entendre formellement sur la désignation de l'entité responsable de la conformité aux normes.

Impact élevé (H)

Cette catégorie comprend les *systèmes électroniques BES*, utilisés par et dans des *centres de contrôle* (et les centres informatiques connexes inclus dans la définition de *centres de contrôle*), qui s'acquittent des obligations fonctionnelles du *coordonnateur de la fiabilité* (RC), du *responsable de l'équilibrage* (BA), de l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) ou de l'*exploitant d'installation de production* (GOP) telles que définies dans le modèle fonctionnel de la NERC à la rubrique « Tasks » de la fonction pertinente et à la rubrique « Relationship with Other Entities » de l'entité fonctionnelle, et qui répondent aux critères 1.1, 1.2, 1.3 ou 1.4 de l'annexe 1. Bien que les entités inscrites au titre des entités fonctionnelles susmentionnées soient explicitement visées, il peut y avoir des cas d'ententes par lesquelles certaines des obligations fonctionnelles d'un exploitant de réseau de transport (TOP) sont déléguées à un propriétaire d'installation de transport (TO). Dans de tels cas, les *systèmes électroniques BES* des *centres de contrôle* du TO qui s'acquittent de ces obligations fonctionnelles pourraient être classés dans la catégorie Impact élevé. Les critères sont axés spécifiquement sur les obligations fonctionnelles, et non nécessairement sur les installations du RC, du BA, du TOP ou du GOP. Il est à noter que la définition de *centre de contrôle* renvoie spécifiquement aux tâches de fiabilité du RC, du BA, du TOP et du GOP. Un *système électronique BES* de TO dans une installation de TO qui ne remplit pas ces tâches, et qui n'a pas d'entente avec un TOP pour les remplir, ne répond pas à la définition de *centre de contrôle*. Cependant, si ce *système électronique BES* commande une ou des installations qui répondent aux critères de la catégorie Impact moyen, ce *système électronique BES* serait catégorisé comme un *système électronique BES* à impact moyen.

Le seuil de 3 000 MW défini au critère 1.2 pour les *centres de contrôle* de BA assure une différenciation suffisante du seuil défini pour les *centres de contrôle* à impact moyen de BA. Une analyse des empreintes des BA montre que la plupart des BA dont l'impact est important sont couverts par ce critère.

Des seuils supplémentaires, définis dans les critères, s'appliquent à cette catégorie.

Impact moyen (M)

Production

Les critères de la catégorie Impact moyen de l'annexe 1 qui s'appliquent généralement aux propriétaires et aux *exploitants d'installation de production* (GO et GOP) sont les critères 2.1, 2.3, 2.6, 2.9 et 2.11. Le critère 2.13, qui s'applique aux *centres de contrôle* de BA, est également inclus ici.

- Le critère 2.1 désigne comme Impact moyen les *systèmes électroniques BES* qui influent sur des ressources de production dont la capacité en puissance active nette est supérieure à 1 500 MW. Le critère de 1 500 MW est partiellement tiré des exigences de *réserve pour contingence* de la norme BAL-002 de la NERC, dont l'objet est de « s'assurer que le responsable de l'équilibrage peut utiliser sa réserve pour contingence afin d'équilibrer les ressources et la demande, et rétablir la fréquence de l'Interconnexion dans les limites établies après une *perturbation à déclarer* ». En particulier, elle exige qu'« au minimum, le responsable de l'équilibrage ou le groupe de partage des réserves doit disposer d'une *réserve pour contingence* suffisante afin de se protéger contre la contingence simple la plus grave. » L'équipe de rédaction a utilisé 1 500 MW comme chiffre provenant des *réserves pour contingence* les plus importantes exploitées par divers BA dans toutes les régions.

Par l'utilisation de la capacité en puissance active nette, l'équipe de rédaction a cherché à utiliser une valeur qui pourrait être vérifiée d'après les exigences existantes proposées dans la norme MOD-024 de la NERC et compte tenu des efforts de développement actuels dans ce secteur.

En utilisant le critère précis de 1 500 MW, l'intention de l'équipe de rédaction est de s'assurer que les *systèmes électroniques BES* ayant des vulnérabilités en mode commun qui pourraient entraîner la perte de 1 500 MW ou plus de production à une même centrale pour un groupe de production ou un ensemble de groupe de production soit protégés adéquatement.

L'équipe de rédaction a aussi utilisé d'autres paramètres de temps et de valeur pour s'assurer que les critères précis et leurs valeurs de comparaison soient relativement stables au cours de la période d'examen. Lorsque plusieurs valeurs de capacité en puissance active nette pouvaient être utilisées pour classer une installation selon ces critères précis, la valeur la plus élevée a été utilisée.

- Pour le critère 2.3, l'équipe de rédaction a cherché à s'assurer que les *systèmes électroniques BES* pour les *installations* de production désignées par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* comme étant nécessaires pour éviter des *impacts négatifs sur la fiabilité* du BES dans un horizon de planification d'un an ou plus soient catégorisés comme Impact moyen. En spécifiant un horizon de planification d'un an ou plus, l'intention est de s'assurer qu'il s'agit de groupes qui sont identifiés dans le cadre d'une planification de fiabilité « à long terme », s'étendant sur une période d'exploitation d'au moins 12 mois. Cela ne signifie pas nécessairement que le jour où le groupe sera exploité est dans plus d'un an, mais plutôt que la période de planification est de plus d'un an ; on cherche spécifiquement à éviter que le critère s'applique à une production destinée à remédier à des problèmes urgents de fiabilité à court terme. De telles installations peuvent être désignées comme « indispensables à la fiabilité » (*Reliability Must Run*), et il ne faut pas les confondre avec les installations de production désignées comme indispensables (*must run*) pour la stabilisation du marché. Comme l'emploi de l'expression « *must run* » entraîne une certaine confusion à bien des égards, l'équipe de rédaction a choisi de l'éviter et a formulé l'exigence dans un langage de fiabilité plus générique. En

particulier, l'accent mis sur la prévention des *impacts négatifs sur la fiabilité* impose que ces groupes soient désignés comme indispensables aux fins de la fiabilité au-delà de l'échelle locale. Les groupes désignés comme indispensables au maintien de la tension à l'échelle locale ne seraient généralement pas désignés comme tel. En l'absence de *coordonnateur de la planification* désigné, le *planificateur de réseau de transport* est l'entité inscrite qui effectue cette désignation.

Si des études de réseau permettent de conclure que le fonctionnement d'un groupe est indispensable à la fiabilité du BES, par exemple en cas de contingence de catégorie C3 telle que définie dans la TPL-003, les *systèmes électroniques BES* pour ce groupe sont alors catégorisés comme Impact moyen.

Les normes TPL exigent que, si les études et plans indiquent le besoin d'actions supplémentaires, ces études et plans soient communiqués par le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* par écrit à l'entité régionale/RRO. Les actions nécessaires pour la mise en œuvre de ces plans par les parties concernées (propriétaires ou exploitants d'installation de production, *coordonnateurs de la fiabilité* ou autre partie nécessaire) sont habituellement officialisées sous la forme d'une entente ou d'un contrat.

- Le critère 2.6 vise les *systèmes électroniques BES* des *installations* de production désignées comme essentiels pour le calcul des IROL et de leurs contingences associées, tel que spécifié par la norme FAC-014-2, *Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau*, exigences E5.1.1 et E5.1.3.

Les IROL peuvent être basés sur des phénomènes de *réseau* dynamiques comme l'instabilité ou l'effondrement de la tension. Le calcul de ces IROL et de leurs contingences associées tient souvent compte de l'effet de l'inertie de la production et de la réponse des AVR.

- Le critère 2.9 catégorise les *systèmes électroniques BES* associés aux *automatismes de réseau* et aux *plans de défense* comme Impact moyen. Les *automatismes de réseau* et les *plans de défense* peuvent être mis en œuvre pour prévenir les perturbations qui entraîneraient un dépassement des IROL s'ils n'assuraient pas la fonction requise au moment voulu ou s'ils avaient un fonctionnement non conforme à leurs critères de conception. Les *propriétaires d'installation de production* et les *exploitants d'installation de production* qui possèdent des *systèmes électroniques BES* pour de tels automatismes de réseau et plans de défense les classent dans la catégorie Impact moyen.
- Le critère 2.11 classe dans la catégorie Impact moyen les *systèmes électroniques BES* utilisés par et dans des *centres de contrôle* qui s'acquittent des obligations fonctionnelles de *l'exploitant d'installation de production* pour une production totale de 1 500 MW ou plus dans une seule Interconnexion, et qui n'ont pas déjà été inclus dans la partie 1.

- Le critère 2.13 classe dans la catégorie Impact moyen les *centres de contrôle* de BA qui « contrôlent » une production de 1 500 MW ou plus dans une même Interconnexion et qui n'ont pas déjà été inclus dans la partie 1. Le seuil de 1 500 MW est cohérent avec le degré d'impact et le raisonnement indiqué pour le critère 2.1.

Transport

Le SDT utilise les expressions « Transmission Facilities at a single station or substation » et « Transmission stations or substations » pour reconnaître l'existence des termes « stations » et « substations ». Plusieurs entités de l'industrie considèrent un « substation » comme étant un emplacement avec des frontières physiques (Ex. : clôture, mur, etc.) qui renferme au moins un autotransformateur. Des emplacements ne renfermant pas d'autotransformateurs existent également, et plusieurs entités de l'industrie réfèrent à ces emplacements comme étant des « stations » ou « switchyards ». Par conséquent, le SDT a choisi d'utiliser les deux termes « station » et « substation » pour référer aux emplacements où des ensembles d'installations de transport existent.

- Les critères 2.2, 2.4 à 2.10 et 2.12 de l'annexe 1 s'appliquent aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *exploitants de réseau de transport*. Dans plusieurs de ces critères, le seuil d'impact est défini comme la capacité de défaillance ou de compromission d'un système à entraîner le dépassement d'une ou de plusieurs *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL). Le critère 2.2 couvre les *systèmes électroniques BES* pour les *installations de réseaux de transport* qui fournissent des ressources de puissance réactive permettant d'améliorer et de préserver la fiabilité du BES. La valeur nominale est utilisée ici, car il n'y a pas d'exigence de la NERC pour vérifier la capacité réelle de ces *installations*. La valeur de 1 000 Mvar utilisée dans ce critère est une valeur jugée raisonnable pour déterminer la criticité de l'impact.
- Le critère 2.4 couvre les *systèmes électroniques BES* pour toute *installation de transport* située dans un poste exploité à 500 kV ou plus. Bien que l'équipe de rédaction considère que les *installations* exploitées à 500 kV ou plus ne nécessitent pas de précisions supplémentaires quant à leur rôle dans le système de réseaux interconnectés formant le BES, les *installations* dans le bas de la fourchette THT devraient avoir des critères supplémentaires pour inclusion dans la catégorie Impact moyen.

Il est à noter que si le jeu de barres collectrices d'une centrale de production (la centrale est plus petite que le seuil établi pour la production au critère 2.1) est exploité à 500 kV, ce jeu de barres devrait être considéré comme une *installation* de raccordement de la production et non comme une *installation de transport*, selon le document « *Final Report from the Ad Hoc Group for Generation Requirements at the Transmission Interface* ». Ce jeu de barres collectrices ne serait pas une installation pour un *système électronique BES* à impact moyen, car il ne touche pas significativement le réseau de *transport* à 500 kV ; il ne touche qu'une centrale qui se trouve sous le seuil de production.

- Le critère 2.5 couvre les *systèmes électroniques BES* pour les installations dans le bas de la fourchette de transport du BES avec des qualifications pour l'inclusion, si elles sont jugées très susceptibles d'avoir un impact significatif sur le BES. Bien que ce critère ait été défini dans le cadre du raisonnement exigeant la protection contre tout impact significatif sur le BES, l'équipe de rédaction a inclus dans ce critère des qualifications supplémentaires qui assureraient un degré suffisant d'impact sur le BES. Ainsi, l'équipe de rédaction :
 - exclut les installations radiales qui fourniraient du support pour une seule installation de production ;
 - spécifie le raccordement à au moins trois postes de transport pour s'assurer que le degré d'impact soit approprié.

La valeur pondérée totale de 3 000 a été obtenue à partir des valeurs pondérées liées à trois lignes à 345 kV et à cinq lignes à 230 kV à un poste de transport. La valeur pondérée totale sert à représenter l'impact réel sur le BES, indépendamment de la tension nominale de chaque ligne et de la combinaison de lignes de différentes tensions nominales.

De plus, dans le document [*Integrated Risk Assessment Approach – Refinement to Severity Risk Index – Attachment 1*](#) de la NERC, le rapport a utilisé une charge de ligne moyenne en MVA basée sur la tension nominale :

- 230 kV → 700 MVA
- 345 kV → 1 300 MVA
- 500 kV → 2 000 MVA
- 765 kV → 3 000 MVA

Pour ce qui est de déterminer les lignes visées et les raccordements à d'« autres postes de transport », les éléments suivants devraient être considérés :

- Dans le cas des autotransformateurs d'un poste, les entités responsables disposent d'une latitude pour déterminer si les groupes d'*installations* sont considérés comme un seul emplacement de poste ou plusieurs postes. Dans la plupart des cas, les entités responsables les considèreraient probablement comme des *installations* à un seul poste, à moins qu'elles soient dispersées géographiquement. Dans le cas de transformateurs situés à l'intérieur d'une clôture d'un poste, les autotransformateurs peuvent ne pas compter comme des raccordements distincts à d'autres postes. L'utilisation de *systèmes électroniques BES* communs serait de nature à invalider toute autre considération. Dans le cas d'autotransformateurs dispersés géographiquement par rapport à un emplacement de poste, le calcul tiendrait compte de tous les raccordements d'arrivée et de départ à chaque poste.
- Les lignes à dérivations multiples sont considérées représenter une seule valeur pondérée par ligne et influent sur le nombre de raccordements à d'autres postes.

Ainsi, une seule ligne à 230 kV à dérivations multiples entre trois postes de *transport* représenterait une valeur pondérée totale de 700 et raccorde des *installations* de *transport* d'un seul poste à deux autres postes de *transport*.

- Les lignes multiples entre deux postes de transport sont considérées représenter plusieurs valeurs pondérées par ligne, mais ces lignes multiples entre les deux postes raccordent seulement un poste à un autre poste. Ainsi, deux lignes à 345 kV entre deux postes de *transport* représenteraient une valeur pondérée totale de 2 600, et raccorde les *installations* de *transport* d'un seul poste à un autre poste de *transport*.

La qualification du critère 2.5 pour les *installations* de *transport* dans un poste de *transport* est basée sur deux conditions distinctes :

1. La première condition est que les installations de transport à un seul poste dans le cas où le poste est raccordé, à des niveaux de tension de 200 kV ou plus, à trois (3) autres postes, à trois autres postes. Cette condition vise à assurer que les raccordements exploités à de tensions de 500 kV ou plus soient également compris dans le compte des raccordements à d'autres postes.
2. La deuxième condition est que la valeur totale de toutes les lignes d'arrivée ou de départ du poste doit dépasser 3 000. Cette condition ne comprend pas la considération des lignes exploitées à moins de 200 kV ou à 500 kV et plus, ce dernier cas se qualifiant déjà comme impact moyen selon le critère 2.4 : il n'y a pas de valeur à assigner aux lignes dont la tension est de moins de 200 kV ou de 500 kV et plus dans le tableau des valeurs pour la contribution la valeur combinée de 3 000.

Les *installations* de *transport* dans le poste doivent répondre à ces deux conditions pour être considérées comme se qualifiant au critère 2.5.

- Le critère 2.6 couvre les *systèmes électroniques BES* pour les *installations* de *transport* qui ont été identifiées comme essentielles pour le calcul des IROL et de leurs contingences associées, tel que spécifié par la FAC-014-2, **Établir et communiquer les limites d'exploitation du réseau**, E5.1.1 et E5.1.3.
- Le critère 2.7 est tiré de la norme NUC-001 de la NERC, exigence E9.2.2, pour le support des *installations* nucléaires. NUC-001 assure que la fiabilité des NPIR est assurée par une coordination adéquate entre le propriétaire ou l'*exploitant d'installation de production* nucléaire et son fournisseur de *transport* « afin que l'exploitation et les arrêts de centrale se déroulent en toute sécurité. ». En particulier, il y a des exigences spécifiques pour coordonner la sécurité physique et la cybersécurité de ces interfaces.
- Le critère 2.8 désigne comme Impact moyen les *systèmes électroniques BES* qui ont un impact sur les *installations* de *transport* nécessaires pour des installations de production qui respectent les conditions du critère 2.1 (*installations* de production avec une sortie de plus

de 1 500 MW) et 2.3 (*installations* de production généralement désignées comme indispensables à la fiabilité de la zone étendue dans l'horizon de planification). L'entité responsable peut demander une déclaration formelle du propriétaire d'installation de production quant à la qualification des *installations* de production raccordées à ses réseaux de *transport*.

- Le critère 2.9 désigne comme Impact moyen les *systèmes électroniques BES* pour les *automatismes de réseau* (SPS), des *plans de défense* (RAS) ou des systèmes de manoeuvre automatisés pour s'assurer de l'exploitation du BES à l'intérieur des IROL. La dégradation, la compromission ou l'indisponibilité de ces *systèmes électroniques BES* entraînerait le dépassement des IROL s'ils ne fonctionnaient pas tels que conçus. Selon la définition de IROL, la perte ou la compromission de l'un ou l'autre de ceux-ci ont des impacts sur la *zone étendue*.
- Le critère 2.10 désigne comme Impact moyen les *systèmes électroniques BES* pour les systèmes ou *éléments* qui effectuent, sans intervention humaine, un délestage de charge automatique de 300 MW ou plus. Le SDT a passé un temps considérable à discuter de la formulation du critère 2.10, et choisi le mot « chaque » pour indiquer que le critère s'applique à un système ou une *installation* distincte. Dans la rédaction de ce critère, l'équipe de rédaction a cherché à inclure seulement les systèmes qui ne nécessitent pas d'intervention humaine, et a ciblé en particulier les *installations* et les systèmes de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) et les systèmes et les *éléments* de délestage de charge en sous-tension (DST) qui seraient visés par une exigence de délestage de charge régionale visant à prévenir un *impact négatif sur la fiabilité*. Ceux-ci comprennent les systèmes automatisés DSF et DST capables de délester 300 MW de charge ou plus. Il est à noter que les systèmes qui ont besoin d'une intervention humaine pour leur armement, mais qui une fois armés se déclenchent automatiquement, doivent être considérés comme ne nécessitant pas d'intervention humaine et devraient être désignés comme Impact moyen. Le seuil de 300 MW a été défini comme la valeur de charge totale en MW la plus élevée, définie selon les normes de délestage de charge régionales pertinentes, pour les 12 mois précédents pour tenir compte des fluctuations saisonnières.

Ce seuil particulier de 300 MW provient de la version 1 des normes CIP. Le SDT est d'avis que ce seuil doit être inférieur à l'exigence de production de 1 500 MW puisqu'il concerne spécifiquement le DST et le DSF, qui constituent des efforts de dernier recours pour sauver le système de production-transport d'électricité et requièrent donc un seuil plus bas. Un examen des tolérances de DSF définies dans les normes de fiabilité régionales pour les besoins des programmes de DSF à ce jour indique que la valeur historique de 300 MW représente une valeur de seuil adéquate et raisonnable pour les tolérances d'exploitation admissibles du DSF.

Dans l'ERCOT, les charges agissant comme des ressources (*Loads Acting as Resources* (LaaR)) du programme de réponse à la demande ne fait pas partie du programme de délestage régional, mais d'un marché de services complémentaires. En général, les programmes de réponse à la demande semblables qui ne font pas partie des programmes

de délestage de charge de fiabilité de la NERC ou régionaux, mais qui sont offerts comme composantes d'un marché de services complémentaires, ne se qualifient pas selon ce critère.

Le langage utilisé dans la section 4 pour les DSF et DST et dans le critère 2.10 de l'annexe 1 est formulé de manière à être cohérent avec les exigences énoncées dans les normes PRC pour les DSF et DST.

- Le critère 2.12 catégorise comme Impact moyen les *systèmes électroniques BES* utilisés par et dans les *centres de contrôle* et les centres informatiques connexes qui s'acquittent des obligations fonctionnelles d'un *exploitant de réseau de transport* et qui n'ont pas déjà été catégorisés comme Impact élevé.
- Le critère 2.13 catégorise comme Impact moyen les *centres de contrôle* de BA qui « contrôlent » une production de 1 500 MW ou plus dans une même *Interconnexion*. Le seuil de 1 500 MW est cohérent avec le degré d'impact et le raisonnement indiqué pour le critère 2.1.

Impact faible (L)

Les *systèmes électroniques BES* non catégorisés comme Impact élevé ou Impact moyen tombent par défaut dans la catégorie Impact faible. Il est à noter que les *systèmes électroniques BES* à impact faible n'ont pas à être identifiés distinctement.

Installations de remise en charge

- Plusieurs discussions sur la version 5 des normes CIP suggèrent que des entités qui possèdent des *ressources à démarrage autonome* et des *chemins de démarrage* pourraient choisir de retirer ces services afin d'éviter des coûts de conformité plus élevés. Par exemple, un *coordonnateur de la fiabilité* a signalé une diminution de 25 % du nombre des *ressources à démarrage autonome* depuis l'entrée en vigueur de la version 1 des normes, et un nombre accru d'entités pourraient décider de faire un tel choix avec la version 5.

Devant ce constat, l'équipe de rédaction de la version 5 des normes CIP a consulté informellement les comités de planification et d'exploitation de la NERC. Ces comités indiquent avoir déjà constaté une diminution du nombre des *ressources à démarrage autonome* en raison d'une augmentation des coûts de conformité aux CIP, des règles environnementales et d'autres risques ; le fait de les maintenir, dans la version 5, dans une catégorie qui augmenterait substantiellement les coûts de conformité pourrait entraîner un amoindrissement encore plus grand d'un bassin de ressources vulnérable.

En réponse à ces considérations, l'équipe de rédaction a recatégorisé les actifs de remise en charge, comme les *ressources à démarrage autonome* et les *chemins de démarrage*, les faisant passer de la catégorie Impact moyen (comme c'était le cas dans les premières versions de travail) à la catégorie Impact faible. Cela ne libère pas les propriétaires de ces actifs de toute responsabilité, comme cela aurait été le cas dans les versions 1 à 4 de la

norme CIP-002 (puisque seuls les *actifs électroniques* à connectivité routable qui sont essentiels aux actifs de remise en charge sont inclus dans ces versions). En vertu de la catégorisation Impact faible, ces actifs seront protégés dans les domaines de sensibilisation à la cybersécurité, de contrôle des accès physiques et de contrôle des accès électroniques, et seront soumis à des obligations quant aux interventions en cas d'incident. Il s'agit néanmoins, en fin de compte, d'un gain net pour la fiabilité du BES, puisque beaucoup de ces actifs ne répondent pas aux critères d'inclusion des versions 1 à 4.

En pesant les risques pour la fiabilité générale du BES, l'équipe de rédaction a conclu que cette recatégorisation représente l'option la moins préjudiciable à la fonction de remise en charge, et donc à la fiabilité générale du BES. Le retrait des *ressources à démarrage autonome* et des *chemins de démarrage* de la catégorie Impact moyen est dans l'intérêt de la fiabilité d'ensemble, car autrement on assisterait vraisemblablement à une diminution du nombre des *ressources à démarrage autonome* nécessaires pour une remise en charge rapide en cas de besoin.

Les *systèmes électroniques BES* pour les ressources de production qui ont été désignées comme *ressources à démarrage autonome* dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* tombent par défaut dans la catégorie Impact faible. La norme EOP-005-2 de la NERC stipule que l'*exploitant de réseau de transport* doit avoir un plan de remise en charge, et que ce plan doit préciser la liste de ses *ressources à démarrage autonome* ainsi que les exigences d'essai de ces ressources. Ce critère se limite aux *ressources à démarrage autonome* désignées comme telles dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport*. Le terme « plan de capacité de démarrage autonome » a été retiré du Glossaire.

En ce qui concerne la communication aux propriétaires et aux exploitants d'actifs du BES de leur rôle dans le plan de remise en charge, l'*exploitant de réseau de transport* est tenu par la norme EOP-005-2 de la NERC de « fournir aux entités déclarées dans son plan de remise en charge approuvé une description de tout changement apporté à leurs rôles et à leurs tâches particulières avant la date d'entrée en vigueur du plan ».

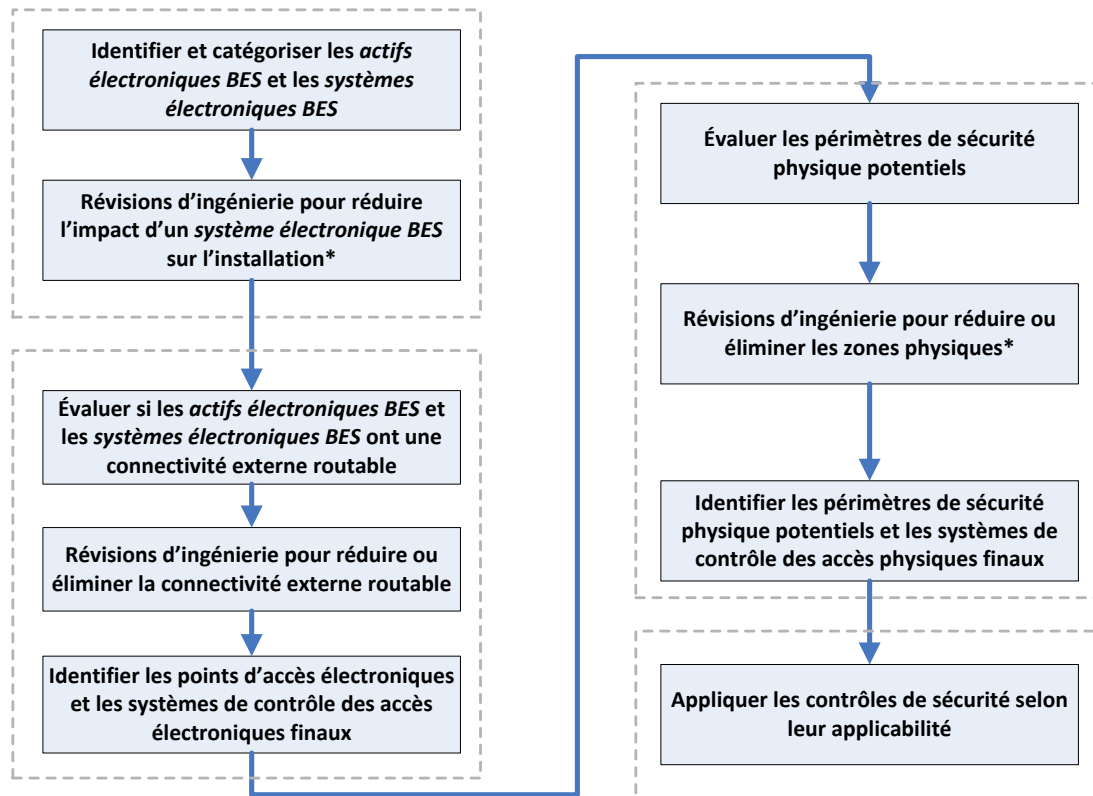
- Les *systèmes électroniques BES* des *installations* et des *éléments* comprenant les *chemins de démarrage* et respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis la *ressource à démarrage autonome* jusqu'au premier point de raccordement du ou des groupes de production à démarrer, indiqués dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport*, tombent par défaut dans la catégorie Impact faible ; ces systèmes sont néanmoins désignés explicitement dans la version 5 des normes CIP. Cette exigence d'inclusion à la portée est tirée des exigences de la norme EOP-005-2 de la NERC, qui stipule que l'*exploitant de réseau de transport* doit indiquer dans son plan de remise en charge les *chemins de démarrage* et les exigences concernant les manœuvres initiales depuis la *ressource à démarrage autonome* jusqu'aux groupes de production à démarrer.

Les *distributeurs* noteront qu'ils ont peut-être des *systèmes électroniques BES* visés par la présente norme s'ils ont des *éléments* indiqués dans le plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* et qui font partie du *chemin de démarrage*.

Cas d'utilisation : déroulement du processus CIP

Le cas suivant de déroulement du processus CIP pour un exploitant ou un propriétaire d'installation de production a été fourni par un participant à l'élaboration de la version 5 des normes et est présenté ici à titre d'exemple d'un processus utilisé pour identifier et catégoriser les *systèmes électroniques BES* et les *actifs électroniques BES* ; à examiner, à élaborer et à mettre en œuvre des stratégies d'atténuation des risques globaux ; et à appliquer les mesures de sécurité pertinentes.

Aperçu (Installation de production)



* - Les révisions d'ingénierie devront être évaluées quant à la justification de leur coût, aux exigences opérationnelles et de sécurité, aux besoins de soutien et aux limitations techniques.

Raisonnement

Pendant l'élaboration de cette norme, les références aux versions antérieures des normes CIP et le raisonnement derrière les exigences et leurs parties étaient intégrés à même la norme. Sur approbation du BOT, cette information a été déplacée à la présente section.

Raisonnement pour E1 :

Les *systèmes électroniques BES* à chaque emplacement ont un impact sur l'exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* qui varie. L'annexe 1 fournit un ensemble de critères précis que l'entité responsable doit utiliser pour identifier ces *systèmes électroniques BES* selon leur impact sur le BES. Les *systèmes électroniques BES* doivent être identifiés et catégorisés selon leur impact, de sorte que les mesures appropriées puissent être appliquées, proportionnellement à leur impact. Ces catégories d'impact constitueront la base de l'application des exigences pertinentes de CIP-003 à CIP-011.

Raisonnement pour E2 :

Les listes exigées par l'exigence E1 sont revues sur une base périodique pour s'assurer que tous les *systèmes électroniques BES* pertinents ont été correctement identifiés et catégorisés. Toute erreur de catégorisation ou non-catégorisation d'un système électronique BES peut entraîner l'adoption de mesures de cybersécurité inadéquates ou l'absence de contrôles de cybersécurité, qui peuvent mener à une compromission ou une mauvaise utilisation susceptible de nuire au fonctionnement en temps réel du BES. L'approbation par le *cadre supérieur CIP* assure une bonne supervision du processus par le personnel approprié de l'entité responsable.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	16 janvier 2006	E3.2 — Remplacement de « Control Center » par « control center » dans la version anglaise	24 mars 2006
2	30 septembre 2009	Modifications visant à clarifier les exigences et à mettre les éléments de conformité en concordance avec les plus récentes directives sur l'établissement des éléments de conformité des normes. Suppression de la mention sur la prise en compte des considérations d'affaires. Remplacement de l'organisation régionale de fiabilité par l'entité régionale comme entité responsable. Reformulation de la date d'entrée en vigueur. Remplacement de « Responsabilité de la surveillance de la conformité » par « Responsabilité du contrôle de la conformité ».	
3	16 décembre 2009	Changement du numéro de version de -2 à -3. Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise à jour
3	31 mars 2010	Approbation par la FERC.	
4	30 décembre 2010	Ajout de critères précis pour l'identification des actifs critiques.	Mise à jour
4	24 janvier 2011	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Mise à jour
5	26 novembre 2012	Approbation par le Conseil d'administration de la NERC.	Modifiée en coordination avec les autres normes CIP et révision du format selon le gabarit RBS.

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
5.1	30 septembre 2013	Remplacement de « Devices » par « Systems » dans une définition de la section « Contexte ».	Errata
5.1	22 novembre 2013	Émission d'une ordonnance de la FERC approuvant CIP-002-5.1. (L'ordonnance entre en vigueur le 3 février 2014)	

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 :** Cybersécurité — Catégorisation des systèmes électroniques BES

2. **Numéro :** CIP-002-5.1

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) et aux installations spécifiées pour le *distributeur*. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « *système de production-transport d'électricité* » ou « BES » doit être remplacée par les termes « *réseau de transport principal* » ou « RTP » respectivement.

5. **Date d'entrée en vigueur au Québec :**

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

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

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : xx mois 201x

6. **Contexte :** Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Aucune disposition particulière

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

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

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

1.2. **Conservation des pièces justificatives**

Aucune disposition particulière

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

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. 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

CIP-002-5.1 — Annexe 1

Aucune disposition particulière

Principes directeurs et fondements techniques

Aucune disposition particulière

Raisonnement

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

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