

**Groupe de travail Canada – États-Unis  
sur la panne de courant**

**Rapport final  
sur la mise en œuvre  
des recommandations  
du Groupe de travail**

**Ressources naturelles Canada**

**U.S. Department of Energy**



**Canada** 

**Septembre 2006**



**Groupe de travail Canada – États-Unis  
sur la panne de courant**

**Rapport final  
sur la mise en œuvre  
des recommandations  
du Groupe de travail**

**Ressources naturelles Canada  
U.S. Department of Energy**



**Canada**

**Septembre 2006**

# Remerciements

Ce document a été rédigé par le personnel de Ressources naturelles Canada (RNCan) et celui du U.S. Department of Energy (DOE). Le nom des principaux collaborateurs figure à l'annexe 1. Le personnel souhaite exprimer sa gratitude à la U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ainsi qu'au ministère de l'Énergie de l'Ontario pour leur contribution à ce rapport, en plus de saluer le soutien et la collaboration qu'il a obtenus du NERC et, en particulier, de Mr David Nevius, premier vice-président et directeur de l'Évaluation de la fiabilité et de l'analyse du rendement. Les renseignements qu'il a fournis, les réponses qu'il a apportées aux questions, et sa révision des versions provisoires du présent rapport ont beaucoup aidé à la précision du rapport au sujet des mesures prises par le NERC.

## Groupe de travail États-Unis – Canada sur la panne de courant



Canada

Septembre 2006

Monsieur le Ministre,  
Monsieur le Secrétaire,

Nous sommes ravis de vous faire parvenir le Rapport final du Groupe de travail États-Unis – Canada sur la panne de courant intitulé *Rapport final sur la mise en œuvre des recommandations du Groupe de travail*. Ce rapport évalue l'état de la mise en œuvre de chacune des recommandations formulées par le Groupe de travail à la suite de la panne de courant de 2003.

Le présent rapport rend compte des progrès considérables qui ont été réalisés par les compagnies de transport d'énergie, les organismes de fiabilité, et les organismes gouvernementaux en ce qui a trait à la mise en œuvre des recommandations du Groupe de travail. Ce rapport énonce également les mesures requises à la mise en œuvre complète de certaines de ces recommandations. Enfin, le présent rapport relève les mesures qui ne sont pas des mesures ponctuelles, mais qui, avec le temps, nécessiteront des efforts et des améliorations supplémentaires.

Aux États-Unis comme au Canada, des mesures sont en cours pour la mise en place de systèmes compatibles pour les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires qui seront gérés par la Electric Reliability Organization qui peut fonctionner sur le plan international avec un organisme de surveillance de la réglementation aux États-Unis et des autorités de réglementation partout au Canada. Un Groupe bilatéral de supervision de la fiabilité des services d'électricité a également été mis sur pied afin de servir de tribune à l'examen des questions transfrontalières. Ce cadre permettra de veiller à ce que la priorité soit sans cesse donnée à la fiabilité, à la pleine mise en œuvre des mesures nécessaires à assurer cette fiabilité, et à l'évaluation et l'amélioration constantes de la gestion, des systèmes et des technologies essentiels à la fiabilité du réseau de production-transport d'énergie.

Bien qu'il soit impossible d'affirmer avec certitude que de telles pannes de courant ne se reproduiront jamais, le Groupe de travail est persuadé que les mesures pleinement mises en œuvre à ce jour, les travaux complémentaires énumérés dans le présent rapport, et le nouveau cadre pour les normes de fiabilité obligatoires se concrétiseront par un réseau électrique plus fiable pour la population du Canada et celle des États-Unis.

Nous aimerions remercier la U.S. Federal Energy Regulatory Commission, l'Office national de l'énergie, le ministère de l'Énergie de l'Ontario et, en particulier, le North American Electric Reliability Council, pour leur collaboration et leur soutien lors de la préparation de ce rapport.

Veillez agréer, Monsieur le Ministre et Monsieur le Secrétaire, l'assurance de notre très haute considération.

Monsieur Graham Flack  
Ressources naturelles Canada

Monsieur Kevin M. Kolevar  
U.S. Department of Energy



# Table des matières

	Page
<b>1. Introduction</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Contexte</b> .....	<b>3</b>
<b>3. Mise en œuvre des recommandations du Groupe de travail</b> .....	<b>5</b>
<b>Groupe I : Questions d'ordre institutionnel relatives à la fiabilité : Recommandations 1-14</b> .....	<b>5</b>
R1. Aux États-Unis et au Canada, les organes gouvernementaux compétents doivent prendre les mesures nécessaires pour rendre les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires, et prévoir des sanctions appropriées en cas de non-conformité. ....	5
R2. Établir un instrument de financement agréé par les organismes de réglementation pour le NERC et les conseils régionaux de fiabilité afin d'en assurer l'indépendance à l'égard des organisations qu'ils surveillent. ....	9
R3. Renforcer le cadre institutionnel de gestion de la fiabilité en Amérique du Nord. ....	9
R4. Préciser que les dépenses et les investissements prudemment engagés pour assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité (y compris les investissements dans les nouvelles technologies) pourront être recouverts au moyen d'un relèvement des tarifs de transport. ....	13
R5. Suivre l'application des mesures recommandées pour améliorer la fiabilité. ....	13
R6. La FERC ne doit pas approuver le fonctionnement de nouveaux ERT (RTO) ou EIR (ISO) tant qu'ils ne répondent pas aux exigences fonctionnelles minimales visant les coordonnateurs de la fiabilité. ....	14
R7. Exiger que toutes les entités du réseau de production-transport d'électricité soient membres du conseil régional de fiabilité dans le territoire au sein duquel elles fonctionnent. ....	14
R8. Protéger contre les poursuites ou les représailles les exploitants qui font du délestage en vertu des lignes directrices approuvées. ....	15
R9. Intégrer la notion d'« incidence sur la fiabilité » au processus de prise de décisions de réglementation. ....	16
R10. Établir une source indépendante de renseignements sur le rendement de la fiabilité. ....	16
R11. Définir les exigences relatives à la collecte et à la communication des données nécessaires aux analyses après la panne. ....	16
R12. Commander une étude indépendante sur les rapports entre la restructuration de l'industrie, la concurrence et la fiabilité. ....	16
R13. Le département américain de l'Énergie doit développer ses programmes de recherche sur les outils et technologies relatifs à la fiabilité. ....	17
R14. Établir un cadre permanent pour la conduite des enquêtes futures sur les pannes et les perturbations. ....	17
<b>Groupe II : Appui et renforcement des mesures du NERC du 10 février 2004 : Recommandations 15-31</b> .....	<b>19</b>
R15. Éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003. ....	19
R16. Établir des normes exécutoires pour l'entretien des dégagements électriques dans les emprises. ....	27
R17. Renforcer le programme de respect de la conformité du NERC. ....	29
R18. Appuyer et renforcer le programme de vérification de l'état de préparation du NERC. ....	31
R19. Améliorer la formation à court et à long terme et les exigences d'accréditation des opérateurs, des coordonnateurs de la fiabilité, et du personnel de soutien opérationnel. ....	33

R20. Établir une définition claire de l'état de fonctionnement <i>normal</i> , d' <i>alerte</i> et d' <i>urgence</i> du réseau. Préciser les rôles, responsabilités, et pouvoirs des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle dans chacune des conditions. . . . .	34
R21. Utiliser plus efficacement et plus généralement les mesures de protection du réseau. . . . .	34
R22. Évaluer et adopter de meilleurs outils d'exploitation en temps réel pour les opérateurs et les coordonnateurs de la fiabilité. . . . .	36
R23. Renforcer les pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension dans toutes les régions du NERC. . . . .	38
R24. Améliorer les données de modélisation du réseau et les pratiques d'échange de données. . . . .	40
R25. Le NERC devrait réévaluer son processus d'établissement des normes de fiabilité et accélérer l'adoption de normes exécutoires. . . . .	41
R26. Resserrer les protocoles de communication, en particulier pour les communications pendant les alertes et les urgences. Mettre à niveau le matériel du système de communication, le cas échéant. . . . .	41
R27. Établir des normes exécutoires pour la valeur nominale des lignes de transport d'énergie. Le NERC devrait établir des exigences claires et sans ambiguïté pour calculer la valeur nominale des lignes de transport (y compris la valeur dynamique) et exiger que toutes les lignes de transport de 115 kV ou plus soient réévaluées d'après ces exigences, d'ici le 30 juin 2005. . . . .	42
R28. Exiger l'emploi d'enregistreurs de données synchronisés. . . . .	42
R29. Évaluer et diffuser les leçons tirées lors du rétablissement du réseau. . . . .	43
R30. Préciser les critères d'identification des installations essentielles sur le plan opérationnel et améliorer la diffusion de renseignements mis à jour sur les arrêts de service imprévus. . . . .	43
R31. Préciser que le processus d'allègement de la charge de transport (TLR) ne doit pas être utilisé dans des situations comportant une dérogation à une limite de sûreté de fonctionnement. Rationaliser le processus TLR. . . . .	44
<b>Groupe III : Recommandation visant à renforcer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord : Recommandations 32-44 . . . . .</b>	<b>44</b>
R32. Mettre en œuvre les normes de TI du NERC. . . . .	44
R33. Établir et déployer les procédures de gestion des TI. . . . .	46
R34. Établir les stratégies et la gouvernance de la sécurité des TI au niveau de l'organisation. . . . .	47
R35. Mettre en œuvre des contrôles de gestion de l'état des systèmes, de surveillance du réseau et de gestion des incidents. . . . .	47
R36. Entamer une étude de gestion des risques États-Unis – Canada . . . . .	47
R37. Améliorer les capacités de contrôle et de diagnostic des TI. . . . .	49
R38. Évaluer les risques et la vulnérabilité des TI à intervalles déterminés . . . . .	49
R39. Développer une capacité de détecter les intrusions et la surveillance dans les communications sans fil et filaires à distance. . . . .	50
R40. Contrôler l'accès à l'équipement sensible sur le plan opérationnel. . . . .	51
R41. Le NERC doit fournir des directives pour le contrôle des références des employés. . . . .	51
R42. Confirmer le centre Electricity Sector Information Sharing and Analysis Center (ES-ISAC) du NERC comme point central de communication des renseignements et des données d'analyse sur la sécurité. . . . .	51
R43. Déterminer clairement l'autorité responsable de la sécurité physique et cybernétique. . . . .	52
R44. Élaborer des procédures pour empêcher ou limiter la divulgation inopportune de renseignements. . . . .	53

	<b>Page</b>
<b>Groupe IV : Secteur nucléaire canadien : Recommandations 45-46.</b> . . . . .	<b>54</b>
R45. Le Groupe de travail recommande que la CCSN exige qu'Ontario Power Generation et Bruce Power revoient leurs procédures d'exploitation et la formation des opérateurs relatives à l'utilisation des barres de compensation. . . . .	54
R46. Le Groupe de travail recommande que la CCSN achète et installe de l'équipement de production de secours. . . . .	55
<b>4. Conclusions.</b> . . . . .	<b>57</b>
<b>Annexe 1 : Principaux collaborateurs à ce rapport.</b> . . . . .	<b>59</b>



# 1. Introduction

Le gouvernement des États-Unis et celui du Canada ont créé le Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant (le Groupe de travail) en réponse aux circonstances exceptionnelles de la plus importante panne de courant qu’ait connue l’Amérique du Nord. Le mandat du Groupe de travail a consisté à i) établir les causes de la panne générale d’électricité du 14 août 2003 dans le Mid West et le nord-est des États-Unis ainsi qu’en Ontario, et les raisons pour lesquelles la panne n’avait pas été limitée, et à ii) recommander des mesures dans le but de réduire les risques de pannes futures et leur ampleur dans de pareilles circonstances. À la suite de la publication en avril 2004 du *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations*<sup>1</sup> par le Groupe de travail, les deux gouvernements ont prolongé le mandat de celui-ci pour y ajouter les fonctions de surveillance et de compte rendu de la mise en œuvre de ses recommandations.

Le rapport final du Groupe de travail fait état de la mise en œuvre de chacune des recommandations qu’il a formulées par les organismes de fiabilité, le secteur de l’énergie en bloc, et les organismes gouvernementaux aux États-Unis et au Canada.

Certaines des recommandations formulées par le Groupe de travail ont nécessité des mesures ponctuelles et sont désignées comme mises en œuvre ou pas encore pleinement mises en œuvre. La plupart des recommandations exigent, toutefois, la poursuite de l’engagement non seulement de conserver les mesures recommandées au fil du temps, mais également de ne cesser de revoir ces mesures et de les améliorer. Dans ces cas-là, le Groupe de travail a jugé la mise en œuvre d’une recommandation si les conditions suivantes sont réunies : i) de réels progrès ont été accomplis par l’organisation sur le plan de la mise en œuvre de la recommandation; ii) un plan, un processus ainsi qu’un échéancier ont été établis afin de mettre en œuvre, conserver et améliorer les mesures

recommandées; et iii) une autorité compétente effectue une surveillance constante.

Plusieurs des recommandations du Groupe de travail adressées au NERC ne sont pas encore pleinement mises en œuvre, mais cela devrait être chose faite par l’Electric Reliability Organization (ERO) grâce à l’élaboration de normes de fiabilité approuvées par les organismes de réglementation. Par conséquent, pour les besoins de ce rapport, une recommandation du Groupe de travail visant à modifier ou à créer une norme de fiabilité ne sera désormais désignée comme étant pleinement mise en œuvre qu’une fois que la norme en question aura été élaborée par l’ERO et approuvée par les autorités compétentes aux États-Unis et au Canada. Étant donné ce processus, il incombera à la FERC et aux autorités compétentes au Canada, et non pas au Groupe de travail, d’évaluer si une norme de fiabilité donnée est adaptée et si elle devrait être ou non approuvée ou renvoyée à l’ERO pour l’approfondir davantage. Le Groupe de travail est persuadé que le processus d’examen des normes de fiabilité proposées cernera et résoudra toutes les lacunes connues dans les normes proposées.

La seconde partie de ce rapport consiste en un bref sommaire de la panne de courant du 14 août 2003 et des mesures prises par le Groupe de travail pour rechercher les causes de la panne, formuler des recommandations, en plus de surveiller et de rendre compte de la mise en œuvre des recommandations.

La troisième partie détaille les mesures prises jusqu’à présent, les mesures qu’il reste à prendre afin de pleinement mettre en œuvre chacune des recommandations du Groupe de travail, et l’entité responsable de ces mesures. La partie 3 est subdivisée en quatre groupes de recommandations utilisées par le Groupe de travail : le Groupe I, Questions d’ordre institutionnel relatives à la fiabilité; le Groupe II, Appui et renforcement des mesures du NERC du 10 février 2004; le Groupe

<sup>1</sup>Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant, avril 2004. Rapport final sur la panne du 14 août 2003 aux États-Unis et au Canada : causes et recommandations (le « Rapport final sur la panne »).

III, Sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord; et le Groupe IV, Secteur nucléaire canadien.

Enfin, la quatrième partie tire des conclusions générales sur la mise en œuvre des recommandations formulées par le Groupe de travail.

## 2. Contexte

Le 14 août 2003, la plus importante panne d'électricité de l'histoire de l'Amérique du Nord a touché une région où habitaient environ 50 millions de personnes et qui consommaient 61 800 mégawatts (MW) d'électricité, soit aux États-Unis, les états de l'Ohio, du Michigan, de la Pennsylvanie, de New York, du Vermont, du Massachusetts, du Connecticut et du New Jersey et, au Canada, la province de l'Ontario.

La panne a commencé quelques minutes après 16 h, heure normale de l'Est (HNE), privant d'électricité pendant quatre (4) jours certaines parties des États-Unis. Bien que le service ait été rétabli en moins de deux (2) jours dans l'ensemble de l'Ontario, de nombreux clients ont répondu à l'appel du gouvernement de l'Ontario leur demandant de réduire la consommation d'électricité de 50 % pendant la semaine de travail suivante. Le retour à la normale de l'alimentation électrique pour tous les clients de l'Ontario a été atteint le 22 août 2003. Les estimations des coûts totaux que la panne a engendrés aux États-Unis se situent entre 4 et 10 milliards \$ (US). Au Canada, le produit intérieur brut a baissé de 0,7 % en août, il y a eu une perte nette de 18,9 millions d'heures de travail et les livraisons du secteur manufacturier de l'Ontario ont baissé de 2,3 milliards \$ (CAN).

Le 15 août 2003, le président des États-Unis et le Premier ministre du Canada ont ordonné la création du Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant, en lui confiant la mission de faire enquête sur les causes de la panne et de trouver des moyens de réduire les risques de pannes futures. Ils ont nommé comme présidents du groupe de travail mixte le secrétaire de l'Énergie des États-Unis et le ministre des Ressources naturelles du Canada. Ils ont également nommé trois représentants des États-Unis et trois représentants du Canada comme membres du Groupe de travail. Les membres des États-Unis étaient le secrétaire de la Sécurité intérieure, le président de la FERC et le président de la Nuclear Regulatory Commission (Commission de réglementation de l'énergie

nucléaire). Les membres canadiens étaient le ministre de la Sécurité publique et Protection civile Canada, le président de l'Office national de l'énergie (ONE) et le président et directeur général de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN).

Le mandat du Groupe de travail était le suivant : a) faire enquête sur la panne afin d'en trouver les causes et d'expliquer pourquoi elle n'a pu être maîtrisée et, b) faire des recommandations pour réduire les risques de pannes futures et, le cas échéant, en limiter l'envergure.

Le Groupe de travail a lui-même créé trois sous-groupes pour l'aider dans les deux phases de ses travaux : le Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur le nucléaire et le Sous-groupe sur la sécurité. Ces sous-groupes étaient composés de représentants des états touchés et de l'Ontario, de fonctionnaires fédéraux et de sous-traitants engagés par les organismes gouvernementaux des États-Unis et du Canada qui étaient membres du Groupe de travail. Pour aider le groupe à faire enquête sur les causes de la panne et à élaborer ses recommandations, une équipe d'experts en électricité a été mise sur pied, en sélectionnant des membres de trois sous-groupes de travail, de même que d'organismes gouvernementaux des États-Unis et du Canada, du NERC et de l'industrie électrique en général.

Le 19 novembre 2003, le Groupe de travail a publié un rapport provisoire, qui résumait les faits révélés par l'enquête binationale concernant les causes de la panne<sup>2</sup>. Des réunions publiques ont été organisées et tenues à Cleveland, New York et Toronto et des conférences techniques ont eu lieu respectivement à Philadelphie et à Toronto en décembre 2003 et en janvier 2004.

Le NERC a joué un rôle important dans l'enquête du Groupe de travail sur la panne et, en se basant sur les résultats de l'enquête, le conseil d'administration du NERC a approuvé le 10 février 2004 une série d'interventions qui avaient pour

<sup>2</sup>Groupe de travail Canada–États-Unis sur la panne de courant, Rapport provisoire : Causes de la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada (novembre 2003).

but d'améliorer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité nord-américain<sup>3</sup>. Le texte intégral de la déclaration du conseil d'administration du NERC est accessible sur le site du NERC et fait l'objet d'une des annexes du rapport final du Groupe de travail.

En avril 2004, les coprésidents du Groupe de travail ont soumis au président des États-Unis et au premier ministre du Canada le *Rapport final sur la panne du 14 août 2003*. Le rapport final du Groupe de travail décrivait les causes de la panne et comprenait 46 recommandations à l'intention du gouvernement et de l'industrie, dont un grand nombre se composait de plusieurs éléments. Ces recommandations avaient été élaborées par les trois sous-groupes de travail, avec des contributions d'experts, du public, du NERC, de membres des conseils de fiabilité régionaux et de l'industrie électrique en général. Elles ont été acceptées et sanctionnées par le Groupe de travail afin d'améliorer la fiabilité du réseau et d'atténuer les risques de pannes futures.

L'enquête du Groupe de travail comprenait un examen des grandes pannes de courant qui se sont produites précédemment en Amérique du Nord. Cet examen a montré que les causes de la panne du 14 août 2003 ressemblaient de façon frappante

à celles des pannes antérieures<sup>4</sup>. Il était donc d'autant plus nécessaire de surveiller la mise en œuvre efficace des recommandations du Groupe de travail. Par conséquent, les gouvernements des États-Unis et du Canada ont prolongé le mandat du Groupe de travail pour souligner l'engagement des deux gouvernements en ce qui concerne la mise en œuvre des recommandations.

Le 14 août 2004, à l'occasion du premier anniversaire de la panne, un rapport rédigé pour le Groupe de travail a été publié sous le titre suivant : *La panne du 14 août 2003, un an plus tard : Mesures prises au Canada et aux États-Unis pour réduire les risques de pannes*. Ce rapport résumait les nombreuses mesures prises par les gouvernements, les organismes de fiabilité et l'industrie de production-transport d'électricité pour réduire les risques de pannes futures<sup>5</sup>.

Ce Groupe de travail a organisé une conférence pour un examen public de la version provisoire de son second rapport et de son rapport final du 22 juin 2006, à Washington (D.C.), et il a aussi accepté des commentaires écrits à propos de cette version provisoire. Le rapport final sur la mise en œuvre des recommandations du Groupe de travail parachève le mandat du Groupe de travail.

<sup>3</sup> August 14, 2003 Blackout: NERC Actions to Prevent and Mitigate the Impacts of Future Cascading Blackouts, 10 février 2004, <http://www.nerc.com/~filez/blackout.html>.

<sup>4</sup> Rapport final, p. 117.

<sup>5</sup> Rapport à l'intention du Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant intitulé « La panne du 14 août 2003, un an plus tard : Mesures prises au Canada et aux États-Unis pour réduire les risques de pannes » (2004).

## 3. Mise en œuvre des recommandations du Groupe de travail

### Groupe I : Questions d'ordre institutionnel relatives à la fiabilité : Recommandations 1-14

**Résumé :** Dans les recommandations du groupe I, le Groupe de travail a traité d'un certain nombre de questions institutionnelles et a défini les mesures que devaient prendre les gouvernements appropriés et autorités de réglementation des États-Unis et du Canada pour améliorer la fiabilité du réseau électrique, le NERC et les conseils régionaux de fiabilité. Les mesures à prendre comprennent l'établissement de normes obligatoires et exécutoires, le renforcement du cadre institutionnel de gestion de la fiabilité (notamment par des changements de structure, de fonction et de gouvernance du NERC et des conseils de fiabilité régionaux) et l'établissement d'un cadre permanent pour la conduite des enquêtes sur les pannes futures ou les perturbations du réseau<sup>6</sup>.

Certaines des 14 recommandations du groupe I ont plus d'une composante. Au total, le groupe I réunit 24 composantes à surveiller. Douze de ces composantes ont été pleinement mises en œuvre et, comme l'expliquent en détail les paragraphes qui suivent, des progrès considérables ont été accomplis en ce qui concerne les douze composantes restantes.

Le tableau 3.1 présente le degré de mise en œuvre de chacune des 24 composantes en indiquant les entités responsables de la mise en œuvre. Comme nous l'avons mentionné précédemment, certaines des recommandations se rapportent à des mesures discrètes tandis que d'autres concernent des politiques ou programmes qui doivent se poursuivre indéfiniment.

Les paragraphes qui suivent décrivent les mesures prises pour mettre en œuvre chacune des composantes des recommandations du groupe I, en indiquant éventuellement les autres mesures qui ont été planifiées pour terminer la mise en œuvre.

#### **R1. Aux États-Unis et au Canada, les organes gouvernementaux compétents doivent prendre les mesures nécessaires pour rendre les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires, et prévoir des sanctions appropriées en cas de non-conformité.**

Pour souligner à quel point il était important de rendre les normes de fiabilité obligatoires et exécutoires, le Groupe de travail a formulé cet objectif fondamental dans sa première recommandation. Cette recommandation comporte cinq composantes.

#### **R1.A. Le Congrès des États-Unis devrait promulguer les dispositions de fiabilité qui ont été proposées dans le projet de loi général sur l'énergie.**

**Mesures prises :** Le Congrès des États-Unis a adopté le 29 juillet 2005 le projet de loi H.R. 6, intitulé *Energy Policy Act of 2005*, et le Président l'a approuvé le 8 août 2005<sup>7</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 1.A :** Aucune autre mesure n'est requise pour la mise en œuvre de la recommandation, bien qu'il reste encore beaucoup de travail à faire pour mettre en œuvre les dispositions de fiabilité de la loi.

<sup>6</sup>Rapport final, p. 159.

<sup>7</sup>Energy Policy Act of 2005, Pub. L., No. 109-58 (2005).

Pour que des normes obligatoires de fiabilité soient pleinement mises en œuvre aux États-Unis, il faudra que la FERC publie les règlements concernant la certification de l'ERO, qu'elle examine les demandes des parties qui veulent la certification et qu'elle certifie une ERO.

Le 3 février 2006, la FERC a publié une ordonnance en vertu du sous-titre A (normes sur la fiabilité) de l'*Energy Policy Act of 2005*, invoquant les exigences de la certification d'une ERO<sup>8</sup>. Le NERC représentait la seule demande soumise à la FERC pour obtenir la certification, à titre d'ERO. La

FERC s'occupe en ce moment de la demande du NERC. Comme le NERC a aussi proposé des normes de fiabilité conjointement avec sa demande, ces normes de fiabilité font également l'objet d'un examen par la FERC. La certification d'une ERO devrait être terminée avant la fin de 2006.

**R1.B. [À défaut d'une loi américaine] La FERC devrait examiner le pouvoir dont elle dispose actuellement pour améliorer l'application de normes de fiabilité et intervenir en ce sens, au besoin.**

**Tableau 3.1 : Sommaire de l'état de mise en œuvre des recommandations 1-14**

Recommandation	Pleinement mise en œuvre	En attente d'approbation réglementaire <sup>a</sup>	Pas encore pleinement mise en œuvre	Entité responsable
R1.A	x			Congrès des États-Unis, FERC, NERC
R1.B	x			FERC, NERC
R1.C		x		Autorités au Canada, FERC, NERC
R1.D	x			Gouvernements des États-Unis et du Canada
R1.E			x	Autorités aux États-Unis et au Canada
R2			x	FERC, DOE, NERC, autorités aux États-Unis et au Canada
R3.A	x			FERC, DOE, NERC, autorités au Canada
R3.B			x	FERC, DOE, NERC, autorités au Canada
R3.C			x	FERC, DOE, NERC, autorités au Canada, Groupe bilatéral de supervision de la fiabilité des services d'électricité
R3.D-F			x	FERC, DOE, NERC, autorités au Canada
R4	x			FERC, autorités aux États-Unis et au Canada
R5.A	x			FERC, DOE, autorités au Canada
R5.B	x			NERC
R6	x			FERC, autorités au Canada
R7	x			FERC, autorités au Canada
R8	x			Autorités aux États-Unis et au Canada
R9	x			FERC, autorités au Canada
R10			x	EIA, organismes intéressés et sources de données, RNCAN, ONEB, Groupe FPT de travail sur l'électricité
R11, 14			x	FERC, EIA, autorités au Canada, RNCAN, Groupe FPT de travail sur l'électricité
R12	x			DOE, RNCAN
R13	x			DOE
<b>Totaux</b>	<b>13</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	

<sup>a</sup> Ces recommandations seront pleinement mises en œuvre une fois qu'une ERO aura été établie et/ou que les normes de fiabilité pertinentes auront été approuvées par le FERC et par les autorités compétentes au Canada. Après la certification d'une ERO, l'ERO sera l'entité responsable des recommandations qui seront mises en œuvre avec l'élaboration d'une norme. Voir texte pour plus de détails.

<sup>8</sup> Rules Concerning Certification of the Electric Reliability Organization; and Procedures for the Establishment, Approval, and Enforcement of the Electric Reliability Standards (FERC Order No. 672), 114 FERC ¶ 61,104 (2006).

**Mesures prises :** Avant l'adoption de l'*Energy Policy Act of 2005*, la FERC a révisé ses pouvoirs existants en ce qui concerne les normes en matière de fiabilité de l'électricité, et a publié, le 19 avril 2004, un énoncé de politique, dans lequel elle déclarait que son tarif de transport en libre accès et *pro forma* contenait de nombreuses mentions du terme *good utility practice* (règles de pratique) et que son interprétation de ce terme comprenait la conformité aux normes de fiabilité du NERC et aux normes des conseils de fiabilité régionaux<sup>9</sup>. Le 9 février 2005, la Commission a complété cet énoncé de politique en spécifiant que le terme *good utility practice*, tel requis en vertu du tarif de transport en libre accès de la FERC comprenait la conformité aux normes de fiabilité révisées (version 0) du NERC, telles qu'approuvées par le conseil d'administration du NERC le 8 février 2005<sup>10</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 1.B :** Aucune autre mesure n'est requise.

Maintenant que la loi sur l'énergie (*Energy Policy Act 2005*) a été adoptée aux États-Unis, le NERC prévoit demander la certification qui lui permettra de devenir l'ERO (ERO), conformément à ce qui est prévu par la loi. Pour simplifier la présentation du présent document, tous les énoncés prospectifs qui se rapportent au NERC s'appliquent également à l'ERO.

### **R1.C. Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent coopérer, avec la collaboration des autorités américaines compétentes, pour instaurer un cadre permettant que des normes identiques ou compatibles s'appliquent dans les deux pays.**

**Mesures prises :** Des progrès considérables ont été réalisés au cours de la dernière année en ce qui concerne la législation portant sur la fiabilité électrique, ainsi que l'élaboration et la reconnaissance d'un ERO au Canada.

Le 4 avril 2006, le NERC a présenté une demande de reconnaissance d'une ERO auprès des provinces de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de l'Alberta ainsi qu'auprès de l'ONE. Dans une

demande connexe, le NERC a demandé la reconnaissance de 102 normes sur la fiabilité. Le NERC a aussi présenté un avis de production de l'ERO auprès des provinces du Nouveau-Brunswick, du Québec, du Manitoba, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique. Le NERC vise la mise en place de protocoles d'entente (PE) ou leur équivalent entre le NERC et les autorités canadiennes d'ici décembre 2006.

### **STATUT SELON LA COMPÉTENCE**

**Nouvelle-Écosse :** Pouvoir législatif relativement à la fiabilité de l'électricité. Une ordonnance de la Nova Scotia Utility and Review Board (NSUARB) est exigée pour ce qui est de la reconnaissance d'une ERO. La NSUARB a échangé des PE préliminaires avec le NERC.

**Nouveau-Brunswick :** Pouvoir législatif relativement à la fiabilité de l'électricité. Les normes du NERC sont actuellement obligatoires et entreront en vigueur à la suite de l'approbation du NERC.

**Québec :** Pouvoir législatif relativement à la fiabilité de l'électricité est en préparation.

**Ontario :** Pouvoir législatif (*Loi sur l'électricité*, 1998) relativement à la fiabilité de l'électricité. Les normes du NERC sont actuellement obligatoires par le biais des règles du marché de l'électricité et entreront en vigueur à la suite de l'approbation du NERC. La Commission de l'énergie de l'Ontario a échangé des PE préliminaires avec le NERC.

**Manitoba :** Élaboration d'une législation pour donner à la Régie des services publics le pouvoir sur la fiabilité électrique.

**Saskatchewan :** Législation nécessaire pour régler les services.

**Alberta :** Pouvoir législatif relativement à la fiabilité de l'électricité. Les normes du NERC sont actuellement obligatoires.

**Colombie-Britannique :** La législation et les options non législatives font l'objet d'un examen pour confirmer le pouvoir de la BC Utilities Commission sur la fiabilité de l'électricité. On attend une décision cet été, à savoir si une modification à l'*Utilities Commission Act* peut

<sup>9</sup> Policy Statement on Matters Related to Bulk Power System Reliability, 107 FERC ¶ 61,052, (FERC Policy Statement), clarified 108 FERC ¶61,288 (2004) at P 23.

<sup>10</sup> Supplement to Policy Statement on Matters Related to Bulk Power System Reliability, 110 FERC ¶61,096, (FERC Supplement to Policy Statement)(2005) – P 1.

se faire; le cas échéant, elle pourra être étudiée lors de la séance du printemps 2007.

**ONE** : Possède un pouvoir législatif relativement à la construction et à l'exploitation de lignes d'énergie électrique internationales et désignées, et d'exportations d'électricité, en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'ONE tient compte de la fiabilité au moment d'examiner les autorisations de demandes de lignes d'énergie électrique et d'exportations. Elle envisage de signer un PE avec le NERC.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 1.C** : les mesures de chaque compétence et du Groupe canadien fédéral-provincial-territorial de travail sur l'électricité ont abouti à la création d'un cadre afin de veiller à une mise en application compatible des normes de fiabilité au Canada. Toutefois, aux États-Unis, pour qu'un système identique ou compatible de normes obligatoires y soit instauré, il faudra que l'ERO soit créée et que celle-ci soumette un projet de normes de fiabilité aux autorités compétentes au Canada.

#### **R1.D. Un mécanisme de coordination internationale devrait être établi pour assurer la supervision gouvernementale du NERC et de l'ERO.**

**Mesures prises** : Pour assurer la coordination du NERC et de la future ERO, le DOE, la FERC et le Groupe FPT de travail sur l'électricité, avec l'aide du U.S. State Department et du ministère des Affaires étrangères et du Commerce international du Canada, ont créé le Groupe bilatéral. Le mandat du Groupe bilatéral a été approuvé par ces différents organismes le 30 juin 2005<sup>11</sup>.

Le Groupe bilatéral a rédigé le document *Principles for an Electric Reliability Organization that can Function on an International Basis* afin que l'ERO soit constituée de telle façon qu'elle puisse fonctionner efficacement aussi bien aux États-Unis qu'au Canada. Les principes sont le résultat d'analyses et de discussions menées au sein du Groupe bilatéral et dans trois ateliers réunissant des représentants des conseils de fiabilité, des organismes de réglementation, de l'industrie de production-transport d'énergie et d'autres intervenants. Les principes d'une organisation de fiabilité pouvant fonctionner efficacement aux États-Unis et au Canada, élaborés par le Groupe

bilatéral, ont été intégrés à l'avis d'ébauche de règle de la FERC, à la règle définitive de la FERC et à la demande d'ERO du NERC. Dans le cadre de ses responsabilités permanentes, le Groupe bilatéral devra organiser des consultations sur l'établissement d'un cadre international de fiabilité, surveiller le fonctionnement de ce cadre et organiser des consultations sur d'autres politiques de fiabilité et d'autres questions de réglementation qui pourront être soulevées<sup>12</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 1.D** : Le mécanisme de cette activité continue a été mis sur pied.

#### **R1.E. Les organismes de réglementation des deux pays devraient décider s'il convient d'élaborer un PE définissant les relations de travail avec le NERC et les responsabilités des signataires en matière de fiabilité.**

**Mesures prises** : Dans son énoncé de principes<sup>13</sup>, la FERC a demandé à son personnel de rédiger un PE pour définir ses relations de travail avec le NERC, clarifier la supervision appropriée de la FERC ainsi que les responsabilités respectives de la FERC et du NERC en matière de fiabilité. Cependant, avec l'adoption des clauses de fiabilité de la loi sur l'énergie 2005, un PE ne s'avère plus nécessaire pour définir les relations de travail entre la FERC et le NERC. En effet, les clauses de fiabilité de cette loi définissent plutôt les relations de travail entre la FERC et l'entité certifiée à titre d'ERO. Le DOE a décidé de différer la mise à jour de son PE avec le NERC jusqu'à l'adoption de la loi sur la fiabilité. Le sous-comité sur la fiabilité de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT) a élaboré un projet commun de PE entre les organismes de réglementation du Canada et le NERC, et en a fait l'examen avec le NERC. Les organismes canadiens sont pour la plupart prêts à conclure un PE avec la FERC. En Alberta, à la place de l'organisme de réglementation, ce sera le ministre qui signera le PE.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 1.E** : Le DOE et les autorités au Canada doivent achever le processus d'établissement de leur protocole d'entente respectif.

<sup>11</sup> Pour le communiqué de presse, [http://www.nrcan-rncan.gc.ca/media/newsreleases\\_f.htm](http://www.nrcan-rncan.gc.ca/media/newsreleases_f.htm).

<sup>12</sup> FERC Order No. 672 – P 127.

<sup>13</sup> Énoncé de principes de la FERC, page 39.

## **R2. Établir un instrument de financement agréé par les organismes de réglementation pour le NERC et les conseils régionaux de fiabilité afin d'en assurer l'indépendance à l'égard des organisations qu'ils surveillent.**

**Mesures prises :** Le Groupe bilatéral a discuté de solutions de rechange pour le financement du NERC et des conseils régionaux de fiabilité, et a conclu que l'adoption d'une nouvelle méthode de financement serait difficile avant la création de l'ERO. Par conséquent, le Groupe bilatéral a mis le financement de l'ERO et des conseils régionaux de fiabilité à l'ordre du jour de ses ateliers publics, qui réunissent des représentants des conseils de fiabilité, des organismes de réglementation, de l'industrie de production-transport d'énergie et d'autres intervenants. Au cours de l'atelier de décembre 2004, il a été généralement convenu que l'attribution des budgets aux conseils de fiabilité devrait être basée sur le principe de *l'énergie nette pour la charge* et que l'autorité concernée dans chaque juridiction devrait décider de la méthode de perception de sa part des budgets, par exemple par l'imputation de frais sur le transport. Ces idées ont été incorporées au document *Principles for an Electric Reliability Organization that can Function on an International Basis*.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 2 :** Dans le cadre du processus de réglementation menant à la création de l'ERO, l'ordonnance n° 672 de la FERC (FERC Order No. 672) demande que le ou les requérants propose(nt) un mécanisme de financement. La FERC et les organismes de réglementation du Canada pourront ensuite approuver ou refuser le mécanisme de financement proposé.

## **R3. Renforcer le cadre institutionnel de gestion de la fiabilité en Amérique du Nord.**

Cette recommandation comporte les six composantes suivantes :

### **R3.A. Commander un examen indépendant à des consultants spécialisés en aménagement organisationnel et en gestion pour savoir comment structurer**

<sup>14</sup> FERC Order No. 672 – P 186.

<sup>15</sup> FERC Order No. 672 – P 187.

<sup>16</sup> FERC Order No. 672 – P 187.

## **au mieux et de manière durable un organisme international sur la fiabilité.**

**Mesures prises :** Les membres du Groupe bilatéral ont analysé les études faites à ce sujet vers la fin des années 1990 et ont constaté qu'un grand nombre des conclusions de ces études avaient déjà été incorporées au cadre de travail envisagé pour la future ERO. Le Groupe bilatéral a donc conclu que, si d'autres études indépendantes devaient être commandées, elles devraient se concentrer sur des sujets ou besoins précis, qui pourraient se produire pendant la période de transition menant à la création de l'ERO.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 3.A :** Aucune autre mesure n'est requise.

### **R3.B. En se basant en partie sur les résultats de l'examen — tel que prévu par la recommandation 3.A — établir des critères pour juger du caractère adéquat de la performance du NERC et spécifier les fonctions du Conseil du NERC et la procédure de sélection des membres du Conseil.**

**Mesures prises :** La FERC a l'intention de se servir des auto-évaluations de l'ERO en tant que paramètres possibles pour juger du caractère adéquat de la performance de l'ERO à conserver sa certification. L'ordonnance n° 672 de la FERC rend obligatoire une évaluation régulière de la performance, qui exige que l'ERO démontre de façon affirmative à la FERC qu'elle satisfait aux critères législatifs et réglementaires d'une ERO, et qu'elle ne fait pas que maintenir, mais aussi qu'elle améliore la qualité de ses activités et celles des entités régionales auxquelles elle a délégué de telles activités<sup>14</sup>. L'ERO est tenue d'effectuer une évaluation initiale trois ans après la certification et, par la suite, tous les cinq ans<sup>15</sup>. La FERC fera l'examen de l'évaluation périodique de la performance et exigera possiblement un suivi par l'ERO afin de se conformer ou d'améliorer la conformité aux qualifications législatives et réglementaires d'une ERO, si la FERC détermine que l'ERO n'a pas satisfait à des critères spécifiques<sup>16</sup>. À la suite d'un examen ultérieur de la FERC portant sur l'évaluation de la performance de l'ERO et des commentaires publics, la FERC décernera une ordonnance

concluant que l'ERO répond aux critères législatifs et réglementaires ou orientant l'ERO pour qu'elle se conforme ou qu'elle améliore sa conformité aux critères législatifs ou réglementaires d'une ERO. Si l'ERO ne réussit pas à se conformer convenablement à l'ordonnance de la FERC, la FERC pourra instituer une procédure pour appliquer son ordonnance, notamment une procédure pour retirer la certification de l'ERO<sup>17</sup> si cela s'avère nécessaire.

L'ordonnance n° 672 n'a pas mandaté une approche spécifique à la gouvernance de l'ERO, mais il permet au(x) candidat(s) de l'ERO d'élaborer et de présenter une proposition dans sa demande de certification<sup>18</sup>.

Dans l'examen de la demande de reconnaissance de l'ERO par le NERC auprès des provinces de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de l'Alberta, ainsi que de l'ONE et les autres compétences, le cas échéant, des questions relatives aux fonctions du Conseil de l'ERO seront étudiées par les autorités gouvernementales au Canada. L'examen du rôle et du rendement du NERC dans les compétences au Canada peut aussi être pris en considération dans les PE négociés entre le NERC et les autorités canadiennes compétentes.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 3.B :** La certification d'un ERO et l'achèvement de l'auto-évaluation de l'ERO trois ans après la certification. Bien que les autorités gouvernementales au Canada n'essaient pas de « certifier » l'ERO, elle sera reconnue comme étant un organe d'établissement des normes en matière de fiabilité. Le Groupe bilatéral permettra aux autorités gouvernementales de communiquer à propos du rendement de l'ERO et d'assurer la coordination avant toute mesure susceptible d'avoir une incidence sur la certification de l'ERO.

### **R3.C. Examiner et préciser le rôle futur des conseils régionaux de fiabilité, en mettant l'accent sur leur mandat, leur portée, leur structure, leurs responsabilités et les ressources dont ils doivent disposer.**

**Mesures prises :** Le travail a été entrepris dans les deux domaines suivants :

### **Fonctions des conseils régionaux de fiabilité**

En réponse à la recommandation du Groupe de travail concernant le rôle des conseils régionaux de fiabilité, le NERC a confié à son Comité des directeurs régionaux l'examen des responsabilités et des rôles futurs des conseils régionaux de fiabilité. Le Comité a étudié un grand nombre de modèles pour ces rôles et responsabilités et a soumis son rapport au NERC en octobre 2004<sup>19</sup>. Ce rapport recommandait de changer progressivement les conseils régionaux de fiabilité et le NERC afin de les rendre conformes aux exigences de la loi américaine sur l'énergie. Il définissait également cinq principes découlant de la loi américaine sur l'énergie pour la constitution d'organisations régionales, de même que les fonctions des conseils régionaux de fiabilité et les exigences d'exécution de ces fonctions. Le NERC a entériné le rapport du Comité et lui a demandé d'étudier un certain nombre de questions connexes.

Le 2 mai 2005, le NERC a approuvé un rapport d'étape du Comité, qui comprenait ce qui suit :

- ◆ l'évaluation des écarts des conseils régionaux de fiabilité existants par rapport aux principes, fonctions et exigences de procédures qui avaient été établis dans le rapport d'octobre 2004 du Comité;
- ◆ des plans de développement qui garantiront la pleine conformité de chacun des conseils régionaux de fiabilité; et
- ◆ des plans d'élaboration de procédures concernant les fonctions essentielles du développement et de mise en application de normes et critères régionaux de fiabilité<sup>20</sup>.

Les rôles et fonctions des entités régionales de fiabilité — dont font partie les conseils régionaux — ont aussi été analysés en profondeur dans les ateliers du Groupe bilatéral et sont également traités dans une certaine mesure dans le document *Principles for an Electric Reliability Organization that can Function on an International Basis*. Ces questions devront être étudiées plus attentivement au moment de la constitution de l'ERO et des entités régionales qui feront partie de ce nouvel organisme.

<sup>17</sup> FERC Order No. 672 – P 187.

<sup>18</sup> FERC Order No. 672 – P 152.

<sup>19</sup> *Examination of the Future Role of the Regional Reliability Councils and Assessment of Eastern Interconnection Regional Reliability Council Boundaries*, Regional Managers Committee, North American Electric Reliability Council, 5 octobre 2004.

<sup>20</sup> Pour les documents et des détails complémentaires, comprenant les commentaires des intervenants sur le rapport *Role of the Regions Study*, voir le site Web du NERC, à l'adresse <http://www.nerc.com/~filez/roleofregions.html>.

### ***Simplification de la carte de fiabilité***

Une des principales préoccupations du Groupe de travail en ce qui concerne les conseils régionaux de fiabilité a été le besoin de simplification, particulièrement dans certaines régions géographiques où les frontières des zones de contrôle se chevauchent, de même qu'entre les coordonnateurs de fiabilité, les organisations régionales de transport d'énergie ou les exploitants de réseaux indépendants, et les conseils régionaux de fiabilité.

En même temps que le Comité des directeurs régionaux faisait son évaluation des rôles des conseils régionaux de fiabilité, des membres de l'East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR), du Mid-Atlantic Area Council (MAAC), du Mid-America Interconnected Network (MAIN) et de la Mid-West Reliability Organization (MRO) ont entamé des discussions dans le but de constituer un seul conseil régional de fiabilité, désigné LRRC (Large Regional Reliability Council). Les conseils d'administration de ces quatre conseils régionaux ont engagé des ressources pour constituer un seul conseil régional sous l'égide du NERC et pour créer un ensemble uniformisé de normes de fiabilité dans toutes ces régions réunies<sup>21</sup>. À cette étape, la MRO participe en tant qu'observatrice, mais il est probable qu'elle deviendra membre du LRRC à une date ultérieure. Le NERC a approuvé la constitution de ReliabilityFirst, comme l'un des huit conseils régionaux de fiabilité, sa date d'entrée en vigueur étant le 1<sup>er</sup> janvier 2006. ReliabilityFirst est l'organisation qui remplacera trois conseils régionaux de fiabilité du NERC, à savoir le MAAC, l'ECACA et le MIN.

Le Groupe de travail félicite le Comité des directeurs régionaux et les conseils régionaux de fiabilité pour ces réalisations, de même que les quatre conseils précédemment mentionnés. Ce travail devrait rationaliser les conseils régionaux de fiabilité, améliorer l'assurance de fiabilité et faciliter la transition vers des normes de fiabilité obligatoires.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 3.C :** Lorsqu'une ERO est certifiée, le rôle des conseils régionaux de fiabilité auprès des autorités déléguées visant à fonctionner en tant qu'entités régionales en vertu de l'*Energy Policy Act of 2005*, représentera un aspect

important de la transition des normes volontaires d'exploitation et de planification, vers des normes obligatoires et exécutoires en matière de fiabilité.

**R3.D. Examiner le modèle fonctionnel proposé par le NERC et fixer les exigences minimales au-delà desquelles le NERC pourrait juger que les qualifications du postulant lui permettent d'exécuter des fonctions critiques.**

**R3.E. Exiger que le NERC et les conseils régionaux diffèrent la désignation de toute nouvelle zone de contrôle (ou sous-zone de contrôle) jusqu'à ce que les exigences minimales énoncées au paragraphe D ci-dessus aient été établies, sauf si un postulant prouve qu'une telle désignation améliorerait considérablement la fiabilité.**

**R3.F. Déterminer comment améliorer la fiabilité d'exploitation aux États-Unis par une simplification des frontières organisationnelles et la résolution des problèmes de ligne de démarcation.**

**Mesures prises :** Les composantes D, E et F de la recommandation 3 ont pour but de réduire le nombre d'entités qui remplissent des fonctions de fiabilité dans certaines régions des États-Unis. Par exemple, en tant que coordonnateur de la fiabilité pour sa région, le Midwest Independent System Operator (MISO) doit s'occuper de 37 zones de contrôle alors qu'il n'y a qu'une ou deux zones de contrôle dans certaines autres régions de l'Interconnexion de l'Est<sup>22</sup>.

Avant la restructuration de l'industrie électrique dans les années 1990, chaque service intégré devait assumer toutes les fonctions de fiabilité à l'intérieur de sa zone de desserte. La restructuration a changé le rôle des services publics, introduit de nouveaux intervenants et imposé de nouvelles exigences aux systèmes de production et de transport d'énergie. C'est la raison pour laquelle le NERC a élaboré le modèle fonctionnel, qui définit chacune des fonctions requises pour garantir la fiabilité et répondre aux besoins du marché. Les

<sup>21</sup> Pour un complément d'information sur le projet de LRRC, voir le site <http://www.maac-rc.org/rrcboundaries/work-teams.html>.

<sup>22</sup> Par suite de la mise en œuvre du modèle fonctionnel du NERC, les zones de contrôle sont maintenant appelées *autorités d'équilibrage (balancing authorities)*. Dans le présent rapport, les termes *zones de contrôle*, *exploitants de zone de contrôle* et *autorités d'équilibrage* doivent être considérés comme synonymes.

organisations s'inscrivent auprès du NERC afin de déclarer les fonctions de fiabilité qu'elles assument; de ce fait, elles s'engagent à se conformer aux normes du NERC qui s'appliquent spécifiquement aux fonctions déclarées. Le modèle fonctionnel est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2005, en même temps que la nouvelle version des normes de fiabilité, désignée version 0. Le perfectionnement du modèle se poursuit et les normes continueront d'évoluer, comme elles le font depuis plusieurs années. Ainsi, le modèle fonctionnel fournit un cadre de travail dans lequel le NERC et l'industrie peuvent élaborer, mettre à jour et faire respecter les normes de fiabilité<sup>23</sup>.

Les membres du Groupe bilatéral ont discuté avec le NERC de la possibilité de suspendre toute inscription de nouvelles zones de contrôle et d'adopter d'autres mesures, comme l'imposition d'exigences minimales pour l'inscription, afin de réduire la fragmentation dans certaines régions des États-Unis. Selon le NERC, le modèle fonctionnel a été spécifiquement conçu pour être indépendant des structures de l'industrie — en fait, il est conçu pour accepter les nombreuses structures organisationnelles qui existent actuellement et celles qui pourront se former dans le futur. Les exigences de certification que le NERC impose aux organisations inscrites en tant qu'autorités de fiabilité, autorités d'équilibrage et exploitants de transport, selon les définitions du modèle fonctionnel, ont pour but de garantir que ces organisations sont capables d'assumer les fonctions pour lesquelles elles se sont inscrites.

Les préoccupations concernant la complexité organisationnelle, particulièrement dans le Mid West des États-Unis, se sont atténuées dans une certaine mesure à la suite de l'évolution constante des marchés de la production-transport d'énergie. Il semble que les producteurs qui fonctionnent en tant que zone de contrôle soient en train de perdre leur avantage commercial, car les producteurs ne s'inscrivent pas en grand nombre en tant qu'autorité d'équilibrage. Comme la Regional Transmission Organization (RTO) de l'interconnexion Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnexion (PJM) s'étend maintenant à l'ensemble du Mid West, un certain nombre d'autorités d'équilibrage ont été réunies en un seul système PJM, qui assure désormais cette fonction sur l'ensemble du territoire. De plus, le MISO a fait d'importants progrès en réponse, notamment, aux

interventions du NERC et aux recommandations du Groupe de travail qui ont résulté de l'enquête sur la panne de 2003.

En 2004, le MISO a investi dans un certain nombre de domaines importants, notamment :

- ◆ outils de fiabilité et capacité de surveillance;
- ◆ formation du personnel des zones de contrôle et de MISO;
- ◆ systèmes et protocoles de communications entre MISO, ses zones de contrôle et les coordonnateurs de fiabilité voisins;
- ◆ autorité de commandement entre MISO, ses zones de contrôle et les conseils de fiabilité voisins; et
- ◆ communications, coordination et partage d'informations avec le PJM grâce à des arrangements concernant les lignes de démarcation<sup>24</sup>.

De plus, le NERC étudie la possibilité de transformer les études interrégionales étendues qu'il effectue actuellement en des analyses couvrant toute l'Interconnexion de l'Est, afin de transcender les frontières organisationnelles.

Le modèle fonctionnel du NERC clarifiera qui est responsable des tâches à effectuer pour assurer la fiabilité du réseau. De plus, d'importants progrès ont été accomplis pour atténuer les préoccupations sous-jacentes du Groupe de travail. Ces progrès résultent d'un certain nombre d'approches, comprenant le programme d'évaluation de l'état de préparation du NERC, qui examine si les zones de contrôle et les coordonnateurs de fiabilité sont prêts à mettre en œuvre les normes de fiabilité; le travail accompli pour remplacer quatre conseils de fiabilité régionaux par un seul conseil étendu de fiabilité régional (LRRC); la baisse apparente de l'avantage commercial que procure aux producteurs le fait de fonctionner en tant que zones de contrôle; l'expansion du système PJM et de nombreuses améliorations fonctionnelles de l'exploitant MISO.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre des recommandations 3.D, E et F :** Le Groupe de travail conseille vivement au NERC de poursuivre sa recherche des moyens d'améliorer la coordination à travers les frontières organisationnelles et de continuer l'élaboration d'études de fiabilité couvrant l'ensemble d'une interconnexion.

<sup>23</sup> NERC Reliability Functional Model, Functional Model Working Group, 19 avril 2005, pp. 6-8.

<sup>24</sup> Midwest Independent System Operator, 2004 Annual Report.

Les recommandations 3.D, E et F seront en grande partie mises en œuvre avec la certification d'une ERO qui offrira un cadre de gestion en matière de fiabilité en Amérique du Nord. Une mise en œuvre complète dépendra des décisions politiques et des mesures prises à l'avenir par les organismes de réglementation, l'ERO, et d'autres organisations comme les conseils régionaux de fiabilité, les RTO et les ISO.

#### **R4. Préciser que les dépenses et les investissements prudemment engagés pour assurer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité (y compris les investissements dans les nouvelles technologies) pourront être recouverts au moyen d'un relèvement des tarifs de transport.**

**Mesures prises :** Le 19 avril 2004 aux États-Unis, la FERC a publié un énoncé de principes sur les questions de fiabilité, dans lequel elle affirmait, entre autres choses, qu'elle allait maintenir sa politique d'approbation des demandes concernant le recouvrement prudent des dépenses engagées pour assurer la fiabilité du système de production-transport d'électricité<sup>25</sup>.

Le DOE et la FERC sont en train de resserrer leurs liens avec les états afin de discuter des questions relatives à la fiabilité et au caractère adéquat du réseau de transport, en accordant une attention particulière à la planification du réseau de transport, à la ventilation des coûts dans les projets couvrant plusieurs états et au recouvrement opportun des dépenses prudemment engagées par les investisseurs. La plus grande partie de ce travail est effectué en collaboration avec les organisations régionales des états, telles que la Western Governors Association et l'Organization of MISO States, de même qu'avec des organisations nationales, comme la National Association of Regulatory Utility Commissioners et le National Council of State Legislatures.

Au Canada, la réglementation du système de production-transport d'énergie à l'intérieur d'une province incombe aux autorités de cette province. Ces autorités ont déclaré au Groupe de travail qu'elles

étaient en faveur du recouvrement des coûts prudemment engagés pour assurer la fiabilité du système de transport-production d'énergie et qu'elles avaient mis en place des procédures à cet effet.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 4 :** La mesure spécifiquement demandée par la recommandation 4 a été effectuée. Aux États-Unis cependant, il faudra poursuivre au cours des prochaines années des travaux concentrés sur les régions, dans lesquels des représentants du gouvernement fédéral, des états et de l'industrie collaboreront pour répartir et recouvrir les nouvelles sommes investies dans le réseau de transport. De plus, dans les régions frontalières du Canada, il faudra établir des mesures de coordination avec les organismes de réglementation et le secteur canadien de l'électricité.

#### **R5. Suivre l'application des mesures recommandées pour améliorer la fiabilité.**

Cette recommandation se divise en deux composantes, comme suit :

##### **R5.A. Les organismes américains et canadiens compétents doivent coopérer pour établir des mécanismes de suivi et de communication au public des mesures de mise en œuvre prises dans leurs zones de responsabilité respectives.**

**Mesures prises :** Le 13 août 2004, les codirigeants américains et canadiens du Groupe de travail ont publié un rapport d'étape sur la mise en œuvre des recommandations du Groupe de travail<sup>26</sup>. Le présent rapport fournit une nouvelle évaluation des travaux de mise en œuvre.

Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 5.A : La mesure spécifiquement demandée par la recommandation 5A a été effectuée. Par la suite, il est vraisemblable que des rapports mixtes seront périodiquement publiés sur les mesures prises et les mesures nécessaires pour maintenir la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité nord-américain.

<sup>25</sup> Énoncé de principes de la FERC, p. 28.

<sup>26</sup> Report to the U.S. and Canada Power System Outage Task Force, The August 14, 2003, Blackout One Year Later: Actions Taken in the United States and Canada to Reduce Blackout Risk (2004). Ce rapport est disponible sur le site Web du DOE à [http://www.electricity.doe.gov/documents/blackout\\_oneyearlater.pdf](http://www.electricity.doe.gov/documents/blackout_oneyearlater.pdf), et sur le site Web de Ressources naturelles Canada à [http://inter/poweroutage2003\\_f.html](http://inter/poweroutage2003_f.html).

**R5.B. Le NERC doit se baser sur les rapports trimestriels (reçus) des conseils régionaux mentionnés ci-dessus pour préparer les rapports annuels à l'intention de la FERC, des autorités compétentes du Canada et du public sur le degré de conformité de l'industrie à ses recommandations et sur les grandes tendances en matière de fiabilité des réseaux électriques.**

**Mesures prises :** Le NERC et les conseils régionaux de fiabilité assurent le suivi des recommandations du groupe II qui concernent spécifiquement le NERC, les conseils régionaux de fiabilité et l'industrie de production-transport d'énergie. Le NERC et les conseils régionaux de fiabilité coopèrent également avec les ministères et les organismes des États-Unis et du Canada pour soutenir le Groupe de travail dans ses activités. Le 11 août 2004, le NERC a publié un rapport d'étape sur la mise en œuvre de ses recommandations et celles du Groupe de travail, sous le titre de *Status Report on NERC Implementation of August 2003 Blackout Recommendations*<sup>27</sup>.

Ce rapport soulignait les importantes réalisations suivantes :

- ◆ correction des causes directes de la panne;
- ◆ évaluations indépendantes sur l'état de préparation des lieux de tous les principaux exploitants de réseau; et
- ◆ clarification des normes de fiabilité existantes et élaboration de nouvelles normes afin de garantir que les *règles de route* en matière de fiabilité seront bien comprises et appliquées par toutes les entités dont les activités ont un effet sur la fiabilité.

En juillet 2005, le NERC a approuvé un second rapport sur la mise en œuvre des recommandations du NERC, des conseils régionaux de fiabilité et de l'industrie de production-transport d'énergie, sous le titre de *La panne du 14 août 2003, un an plus tard : Mesures prises aux États-Unis et au Canada pour réduire les risques de panne*. Ce rapport décrit les progrès accomplis dans la mise en œuvre de chacune des recommandations. Le NERC a continué de présenter des mises à jour à son Conseil d'administration quant

à l'état de la mise en œuvre des recommandations liées à la panne, avec des rapports soumis lors des réunions d'août et de novembre 2005, ainsi que lors de celle de février 2006 à son Conseil. L'état des activités mises en marche à cause de l'enquête sur la panne fera l'objet de comptes rendus dans le cadre des rapports du programme NERC-ERO à chacune des réunions du Conseil. Tous les ordres du jour du conseil peuvent être consultés sur le site Web du NERC.

Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 5.B : La mesure spécifiquement demandée par la recommandation 5B a été effectuée. À l'avenir, le NERC ou l'ERO devront publier des rapports périodiques sur les interventions et développements en matière de fiabilité afin d'en informer les autorités concernées et le public en général.

**R6. La FERC ne doit pas approuver le fonctionnement de nouveaux ERT (RTO) ou EIR (ISO) tant qu'ils ne répondent pas aux exigences fonctionnelles minimales visant les coordonnateurs de la fiabilité.**

**Mesures prises :** Dans son énoncé de principes sur la fiabilité en date du 19 avril 2004, la FERC a déclaré qu'un exploitant régional de ligne de transport (ERT-RTO) ou un exploitant indépendant de réseau (EIR-ISO) devait satisfaire à toutes les exigences minimales de fonctionnement qui ont été établies pour les coordonnateurs de la fiabilité, afin d'être capable d'assumer ses responsabilités en tant que coordonnateur de la fiabilité à l'intérieur de son territoire<sup>28</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 6 :** La mesure spécifiquement demandée par la recommandation 6 a été effectuée. La FERC a confirmé qu'elle poursuivra sa politique relative à la fiabilité avant d'autoriser un nouvel ERT ou EIR.

**R7. Exiger que toutes les entités du réseau de production-transport d'électricité soient membres du conseil régional de fiabilité dans le territoire au sein duquel elles fonctionnent.**

**Mesures prises :** Cette recommandation avait pour objectif implicite de garantir que toutes les parties

<sup>27</sup> Status report on NERC Implementation of August 2003 Blackout Recommendations, North American Electric Reliability Council, 11 août 2004. Voir le site Web du NERC à l'adresse [www.nerc.com](http://www.nerc.com).

<sup>28</sup> Énoncé de principes de la FERC, p. 36.

visées soient soumises aux normes, politiques, etc., du NERC, dans toutes les régions du NERC où elles exploitent des installations<sup>29</sup>. Le Groupe de travail a proposé l'affiliation aux conseils régionaux comme moyen de réaliser cet objectif. Cependant, à la suite de la planification de la mise en œuvre de normes obligatoires, tous les participants aux activités de production-transport d'énergie sont maintenant tenus de se conformer aux normes de fiabilité, qu'ils appartiennent ou non à une organisation de fiabilité.

Aux États-Unis, la loi sur la politique énergétique (*Energy Policy Act 2005, Title XII-Electricity*) exige la conformité aux normes de fiabilité applicables de la part de toutes les parties dont les activités ont un effet sur le réseau de production-transport d'énergie, mais elle n'exige pas d'appartenir à l'ERO ou à un conseil régional de fiabilité. De la même manière au Canada, la mise en œuvre de normes de fiabilité obligatoires par les autorités provinciales et territoriales ne dépend pas de l'appartenance à une organisation de fiabilité.

En attendant la pleine mise en œuvre de normes obligatoires dans l'ensemble des États-Unis et du Canada, les autorités compétentes des deux pays ont adopté des mesures pour améliorer la conformité aux normes de fiabilité existantes. Comme nous l'avons mentionné précédemment, la FERC a précisé dans son énoncé de principes le 19 avril 2004 que les exigences découlant des règles de pratique (*good utility practice*) englobaient la conformité aux normes de fiabilité du NERC et les recommandations du NERC en matière de vérification de la conformité<sup>30</sup>. De plus, dans de nombreuses provinces canadiennes, la conformité aux normes de fiabilité est déjà exigée par la loi et les règlements en place ou par des accords contractuels.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 7 :** Aucune autre mesure n'est requise pour mettre en œuvre cette recommandation.

## **R8. Protéger contre les poursuites ou les représailles les exploitants qui font du délestage en vertu des lignes directrices approuvées.**

**Mesures prises :** Aux États-Unis, des organismes de réglementation au niveau de certains états ont déclaré officieusement que les exploitants qui font du délestage conformément aux directives approuvées étaient suffisamment protégés contre les poursuites en responsabilité civile. En outre, dans l'énoncé de principes publié par la FERC le 19 avril 2004, la Commission a déclaré qu'elle allait analyser individuellement les propositions des services publics concernant l'inclusion de limitations de responsabilité dans les tarifs de transport en libre accès (OATT)<sup>31</sup>.

Au Canada, les autorités provinciales et territoriales ont indiqué que les lois, règlements et tarifs existants protégeaient suffisamment contre les poursuites en responsabilité les exploitants qui faisaient du délestage conformément aux directives approuvées.

Le NERC a décidé d'agir sur deux fronts. En premier lieu, les normes de version 0 qu'a récemment adoptées le NERC indiquent aux exploitants les conditions dans lesquelles ils devraient commander *manuellement* un délestage. Si les exploitants respectent les directives approuvées lorsqu'ils font du délestage, ils sont censés être suffisamment protégés contre les poursuites en responsabilité. En second lieu, comme nous le verrons ultérieurement, les conseils régionaux de fiabilité sont en train d'étudier la possibilité d'appliquer des plans de délestage *automatique* à certaines régions géographiques, et doivent présenter au NERC les conclusions de cette étude et les recommandations qui en découlent.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 8 :** Aucune autre mesure n'est requise pour mettre en œuvre cette recommandation. Toutefois, si cette recommandation a pour objectif de s'appliquer à tous les exploitants, la question devra alors être traitée dans le cadre d'une norme du NERC. De plus, le Groupe de travail souligne la nécessité de rester constamment vigilants afin de protéger les exploitants de toute obligation et mesures de rétorsion. Les mesures de rétorsion peuvent être un puissant moyen de dissuasion pour empêcher les exploitants d'agir en temps et lieu quand le système exige un délestage des charges justifié.

<sup>29</sup> Rapport final, p.165.

<sup>30</sup> Supplément à l'énoncé de principes de la FERC, p. 1.

<sup>31</sup> Énoncé de principes de la FERC, p. 40.

## R9. Intégrer la notion d'« incidence sur la fiabilité » au processus de prise de décisions de réglementation.

**Mesures prises :** Aux États-Unis, la FERC a affirmé dans son énoncé de principes du 19 avril 2004 qu'elle allait tenir compte des questions de fiabilité dans ses décisions<sup>32</sup> de réglementation. À cette fin, la FERC a créé une nouvelle division qui sera chargée d'exprimer ses préoccupations en matière de fiabilité sur certains dossiers de la FERC. Le DOE et ses laboratoires nationaux fourniront une assistance technique et un soutien analytique à la FERC pour les questions importantes.

Au Canada, les organismes de réglementation de la plupart des provinces tiennent explicitement compte des répercussions sur la fiabilité dans leur processus décisionnel. Cependant, dans les quelques provinces auxquelles appartiennent les services publics d'électricité, c'est le service lui-même qui assume les questions de fiabilité. L'ONE, qui est chargé d'autoriser la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'énergie et des exportations d'électricité, a inclus dans son processus de réglementation une évaluation des répercussions sur la fiabilité.

Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 9 : Aucune autre mesure n'est requise au niveau des organismes de réglementation fédéraux et provinciaux dans le cadre de cette recommandation. Toutefois, les organismes de réglementation aux États-Unis devraient incorporer un volet répercussions à leur processus décisionnel afin de veiller à ce que leurs mesures ou leurs initiatives s'améliorent ou, au moins, ne nuisent pas à la fiabilité. Le Groupe de travail insiste sur le fait que continuer à se soucier des questions de fiabilité lors de prise de décisions de réglementation est un aspect important et constant pour les organismes de réglementation à tous les niveaux.

## R10. Établir une source indépendante de renseignements sur le rendement de la fiabilité.

**Mesures prises :** Aux États-Unis, deux rapports récemment parrainés par le gouvernement ont insisté sur la nécessité de systématiser la collecte, l'analyse et la publication des données de fiabilité<sup>33</sup>. La FERC, le DOE, l'Energy Information Administration (EIA) et le NERC doivent décider d'un commun accord qui doit être chargé de faire la collecte de certaines catégories de données et quelles organisations devraient publier périodiquement des analyses de données de fiabilité.

Au Canada, l'ONE a accepté de rédiger un rapport décrivant la collecte des données de fiabilité, les méthodologies appliquées et les écarts ou difficultés qui peuvent éventuellement survenir pendant la collecte de l'information.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 10 :** La pleine mise en œuvre de cette recommandation nécessitera une attention soutenue de la part des organismes gouvernementaux au cours des prochaines années.

## R11. Définir les exigences relatives à la collecte et à la communication des données nécessaires aux analyses après la panne.

**Mesures prises :** La mise en œuvre de cette recommandation est étroitement liée à celle de la recommandation 14. Voir cette dernière recommandation pour l'examen des mesures prises concernant les deux recommandations.

## R12. Commander une étude indépendante sur les rapports entre la restructuration de l'industrie, la concurrence et la fiabilité.

**Mesures prises :** Le rapport du Groupe de travail sur la panne du mois d'août 2003 a déterminé les

<sup>32</sup> Énoncé de principes de la FERC, p. 37.

<sup>33</sup> Electricity Transmission in a Restructured Industry: Data Needs for Public Policy Analysis. U.S.DOE/EIA-0639. Décembre 2004; LBL report (à venir).

causes spécifiques de la panne et ces causes ne comprenaient pas la restructuration de l'industrie de production-transport d'énergie<sup>34</sup>. Certains participants à des réunions publiques ont néanmoins soutenu que la restructuration avait été une cause concurrente. Comme la restructuration est un sujet complexe et souvent controversé, le Groupe de travail a recommandé d'en faire un examen plus approfondi.

Le DOE et RNCAN ont conclu que la meilleure façon d'explorer ce domaine complexe était de demander aux principaux leaders et experts de l'industrie de soumettre des documents de travail sur ce sujet. Ces documents ont été mis à la disposition du public sur les sites Web des deux ministères. De plus, RNCAN et le DOE ont organisé deux ateliers publics sur ces documents de travail, dont un s'est tenu à Washington (D.C.) le 15 septembre 2005 et l'autre à Toronto (Ontario) le 28 septembre de la même année. Les auteurs de ces documents exprimaient un large éventail de points de vue provenant des multiples intervenants des États-Unis et du Canada, dont propriétaires, exploitants et utilisateurs de systèmes de production-transport d'énergie, consommateurs d'énergie, gouvernements, autorités de réglementation, experts universitaires et autres organisations et personnes intéressées de l'industrie.

Les documents publiés traitaient des relations considérées comme importantes par les auteurs entre la restructuration permanente du secteur de l'électricité aux États-Unis et au Canada d'une part, et les questions de concurrence et de fiabilité, d'autre part. Le but des documents était de formuler les aspects pertinents des répercussions possibles de la concurrence sur la fiabilité et d'évaluer ensuite ces répercussions d'un œil critique. Enfin, les documents proposaient divers moyens d'atténuer les répercussions précédemment analysées.

Le rapport *Liens entre les marchés concurrentiels et la fiabilité du réseau* est disponible auprès du DOE et de RNCAN. Outre les documents de travail d'experts, ce rapport comprend l'information et

les commentaires recueillis lors des ateliers publics et des mémoires présentés au DOE et à RNCAN.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 12 :** La recommandation a été mise en œuvre en entier.

### **R13. Le département américain de l'Énergie doit développer ses programmes de recherche sur les outils et technologies relatifs à la fiabilité.**

**Mesures prises :** Par l'intermédiaire de l'Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, le DOE a mis sur pied un programme dynamique et diversifié de R et D sur la fiabilité. Le gouvernement américain a fortement appuyé ce programme dans les budgets qu'il soumet au Congrès et continuera de le faire. Pour l'année financière 2007, les crédits budgétaires demandés au Congrès se chiffrent à 17 551 millions<sup>35</sup>. Le Congrès détermine les fonds qui seront alloués à ce travail pendant son processus annuel d'autorisation des dépenses.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 13 :** Aucune autre intervention spécifique n'est requise. Le DOE continuera de mettre en œuvre cette recommandation de façon permanente.

### **R14. Établir un cadre permanent pour la conduite des enquêtes futures sur les pannes et les perturbations.**

**Mesures prises** (recommandations 11 et 14) : RNCAN a élaboré un plan provisoire d'intervention civil pour faire face à la pénurie d'énergie ou aux importantes pannes de courant. Ce plan provisoire se veut une base à une collaboration avec d'autres entités, organismes de fiabilité, et l'industrie dans le cadre d'un examen des importantes pannes de courant. Une fois cela terminé, d'autres consultations se tiendront à propos du plan provisoire. Ce plan d'intervention civil devrait être une bonne base pour RNCAN afin d'appuyer et de contribuer au cadre recommandé par le Groupe de travail.

<sup>34</sup> Rapport final, pp. 17-23.

<sup>35</sup> La demande de crédits budgétaires du DOE pour l'année financière 2007 en matière de R et D sur la fiabilité de l'électricité, intitulée « Visualization and Controls », peut être consultée à la page 543 du document disponible à [http://www.mbe.doe.gov/budget/07budget/Content/Volumes/vol\\_3\\_ES.pdf](http://www.mbe.doe.gov/budget/07budget/Content/Volumes/vol_3_ES.pdf). De plus, l'hyperlien [http://www.oe.energy.gov/randd/trans\\_reliability.htm](http://www.oe.energy.gov/randd/trans_reliability.htm) contient d'autres documents sur la R et D de DOE en matière de fiabilité.

Le DOE s'est penché sur l'enquête sur la panne du 14 août afin de cerner les catégories de données qui serviraient à des enquêtes ultérieures à ce sujet et pour définir les mesures que l'industrie et les organismes gouvernementaux devraient prendre afin d'être prêts à lancer de telles enquêtes de manière efficace et avec très peu de préavis. En fonction de cet examen et d'autres renseignements, le Conseil du NERC a approuvé un plan selon lequel certaines catégories de données synchronisées relatives au réseau seraient enregistrées de façon systématique et conservées pendant une période minimum afin qu'elles soient disponibles, au besoin, pour une enquête que pourrait effectuer le NERC, un groupe de l'industrie ou tout

autre groupe agissant de concert avec des organismes gouvernementaux. Sur le plan conceptuel, le but du plan est de créer l'équivalent fonctionnel de la *boîte noire* dont tous les aéronefs commerciaux doivent être équipés pour enregistrer automatiquement les données de vol et permettre ainsi une enquête en cas d'écrasement.

En mai 2005, le Conseil du NERC a approuvé le document intitulé *Blackout Disturbance and Response Procedures*, en tant que cadre de travail fondamental pour les enquêtes que devaient mener le NERC et l'industrie en général. De plus, le NERC a entrepris l'élaboration d'une norme qui définira les exigences relatives à l'équipement synchrone de surveillance des perturbations (DME — Disturbance Monitoring Equipment).

Deux nouvelles normes — *Define Regional Disturbance Monitoring and Reporting Requirements* et *Disturbance Monitoring Equipment Installation and Data Reporting* — ont été affichées pendant une période de 30 jours avant d'être votées pour être étudiées jusqu'au 14 juin 2006. En outre, une nouvelle norme proposée qui sera ébauchée en 2006 et approuvée en 2007, établira les exigences de la surveillance et l'enregistrement en temps réel du rendement du système à l'aide d'appareils de mesure de vecteur de phase. La panne d'août 2003 a prouvé l'importance de tels appareils pour analyser les causes et les modes d'échec des principales perturbations du réseau (voir recommandations 28.B et C).

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 11** : La recommandation 11 sera pleinement mise en œuvre une fois que la norme sur l'équipement DME sera appliquée et intégrée au document *Blackout Disturbance and Response Procedures*. Les procédures devront cependant être mises à jour périodiquement pour tenir compte de l'évolution des pratiques et technologies. Dans l'intervalle, le NERC et ses membres devront se fier à leur expérience du mois d'août 2003, à l'examen du DOE et au rapport publié en mai 2005 par le NERC Interconnection Dynamics Working Group sur les exigences relatives à l'équipement DME.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 14** : L'examen du DOE et les mesures prises par le NERC à ce jour pour mettre en œuvre la recommandation 11 sont basés sur le principe selon lequel, bien que toute perturbation importante ou panne du réseau mérite enquête, seul un très petit pourcentage de ces incidents justifie la participation du gouvernement à l'enquête. En d'autres termes, dans la plupart des cas, le NERC mènera indépendamment son enquête, conformément aux directives du document *Blackout Disturbance and Response Procedures* et fournira ensuite les résultats de l'enquête aux organismes gouvernementaux.

Dans certaines situations cependant, les circonstances peuvent amener le président des États-Unis ou le Premier ministre du Canada à décider que la participation du gouvernement à l'enquête est justifiée. Si un événement suffisamment important pour justifier la participation du gouvernement se produisait, il est vraisemblable que le gouvernement devrait prendre un certain nombre de mesures importantes pendant les quelques jours qui suivront. L'examen du DOE fournit des exemples de telles mesures et les motifs pour lesquels les gouvernements pourraient envisager de les prendre.

## Groupe II : Appui et renforcement des mesures du NERC du 10 février 2004 : Recommandations 15-31

**Résumé :** En se basant sur les conclusions de l'enquête menée conjointement par le gouvernement et l'industrie sur la panne du 14 août 2003, le NERC et son Conseil d'administration ont décidé qu'il fallait adopter de nombreuses mesures afin de préparer l'industrie pour l'été de 2004 et les périodes ultérieures. Par conséquent, le Conseil du NERC a publié le 10 février 2004 une série de directives sous le titre de *Actions to Prevent Future Cascading Blackouts*. À cette époque, le Conseil a demandé à FirstEnergy, MISO et PJM d'appliquer avant le 30 juin 2004 une série de mesures correctives afin d'éliminer les lacunes considérées comme des causes directes de la panne. Simultanément, les conseils de fiabilité régionaux et des comités et groupes de travail du NERC ont été chargés d'effectuer un certain nombre de tâches dans différents délais. Le Groupe de travail appuyait fortement ces directives et recommandait certaines mesures additionnelles, dans ses recommandations 15 à 31.

Comme cela a été le cas pour les recommandations du Groupe I, certaines des mesures demandées par le Groupe de travail dans le Groupe II se rapportent à des interventions uniques tandis que d'autres concernent l'élaboration de certaines exigences ou capacités et leur mise en application permanente. Comme le montre le tableau 3.2, certaines recommandations ont déjà été mises en œuvre, tandis que d'autres nécessitent des efforts supplémentaires.

Les paragraphes qui suivent décrivent les mesures prises pour la mise en œuvre de chaque composante des recommandations du Groupe II, en indiquant éventuellement les mesures complémentaires qui devront être prises pour que les recommandations soient pleinement réalisées.

Il faut souligner ici le fait que le NERC a contribué à l'élaboration des *Mesures prises* et *Mesures requises* pour chacune des recommandations qui entrent dans le champ de contrôle et de responsabilité du NERC et qu'il en a confirmé l'exactitude et l'intégralité. Le texte de plusieurs des sections *Mesures prises* a été extrait du site Web du NERC ou d'autres documents du NERC.

Nombre des recommandations du Groupe II du Groupe de travail sont mises en œuvre grâce à l'élaboration et à la mise en application des

normes obligatoires en matière de fiabilité. Ces normes sont sujettes à un processus d'examen qui se traduit soit par leur renvoi ou par leur approbation par le FERC et les autorités compétentes au Canada. Le NERC a proposé la mise en œuvre de plusieurs de ces recommandations grâce à l'élaboration de normes obligatoires en matière de fiabilité. C'est à la suite de cela que la question de savoir si une norme particulière proposée met pleinement en œuvre une recommandation sera déterminée au cours du processus d'examen des normes de fiabilité entre l'ERO et les autorités concernées. Cependant, le Groupe de travail est confiant que les processus d'examen et d'approbation des normes obligatoires en matière de fiabilité aideront à cerner et à résoudre les lacunes connues dans les normes proposées par le NERC ou l'ERO.

### R15. Éliminer les causes directes de la panne du 14 août 2003.

Cette recommandation est divisée en cinq composantes, dont certaines ont elles-mêmes un certain nombre de sous-composantes.

#### R15.A. Mesures correctives à prendre par FirstEnergy au plus tard le 30 juin 2004

**R15.A.1. En plus des mesures visant à améliorer la fiabilité dans la région d'Akron-Cleveland et à éviter de créer des risques pour les systèmes voisins, le NERC devrait demander à FirstEnergy d'examiner l'ensemble de son territoire de desserte, dans tous les états, afin de déterminer s'il existe des vulnérabilités — semblables à celles qui ont contribué au début de la panne dans le nord de l'Ohio — et si ces vulnérabilités exigent une prompt attention. Cet examen devrait être terminé au plus tard le 30 juin 2004. Les résultats devraient ensuite être soumis à la FERC, au NERC et aux autorités de réglementation des services publics dans les états touchés.**

**Mesures prises :** Selon FirstEnergy, c'est PJM qui est responsable de l'évaluation de la sécurité du réseau de transport dans le territoire de PJM, étant donné que ce territoire englobe les zones de desserte de FirstEnergy dans le territoire de PJM. PJM a donc effectué des évaluations pour l'été de 2004 et a soumis les résultats aux commissions d'état compétentes. FirstEnergy a envoyé à l'ECAR l'évaluation de son territoire en Ohio pour l'été 2004, et l'ECAR a transmis ce rapport au NERC, à

**Tableau 3.2 : Sommaire de l'état de mise en œuvre des recommandations 15-31**

Recommandation	Pleinement mise en œuvre	En attente d'approbation réglementaire <sup>a</sup>	Pas encore pleinement mise en œuvre	Entité responsable
R15.A.1-11	x			NERC, FirstEnergy
R15.B.1	x			NERC, MISO
R15.B.2	x			NERC, MISO
R15.C	x			NERC, PJM
R15.D.1	x			NERC, ECAR
R15.D.2			x	NERC, ReliabilityFirst
R15.D.3			x	NERC, ECAR
R15.E.1	x			NERC, autres parties
R15.E.2	x			NERC, autres parties
R16.A		x		NERC, industrie
R16.B	x			NERC, exploitants de transmission
R16.C	x			NERC, conseils régionaux de fiabilité
R16.D	x			Autorités aux États-Unis et au Canada, propriétaires de transmission
R17.A	x			NERC, conseils régionaux de fiabilité
R17.B		x		NERC, FERC, autorités du Canada
R17.C	x			NERC
R17.D		x		NERC
R17.E (18.C)	x			NERC
R17.F			x	NERC
R18.A			x	NERC
R18.B			x	NERC
R19.A-C		x		NERC
R20			x	NERC
R21.A		x		NERC
R21.B	x			NERC
R21.C			x	NERC
R22.A			x	NERC
R22.B.1			x	NERC
R22.B.2			x	NERC
R23 (1)		x		NERC, industrie
R23 (2)	x			NERC, autorités du Canada
R24		x		FERC, autorités du Canada
R25.A-D	x			NERC
R26	x			NERC
R27		x		NERC
R28.A	x			FERC, autorités du Canada
R28.B		x		NERC, conseils régionaux sur la fiabilité, zones de contrôle, propriétaires de transmission
R28.C		x		NERC
R28.D	x			FERC, autorités du Canada
R29	x			NERC
R30			x	NERC
R31		x		NERC
<b>Totaux</b>	<b>34</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	

<sup>a</sup> Ces recommandations seront pleinement mises en œuvre une fois qu'une ERO aura été établie et/ou que les normes de fiabilité pertinentes auront été approuvées par le FERC et par les autorités compétentes au Canada. Après la certification d'une ERO, l'ERO sera l'entité responsable des recommandations qui seront mises en œuvre avec l'élaboration d'une norme. Voir texte pour plus de détails.

la FERC et à la Public Utility Commission de l'Ohio<sup>36</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.1 :** Aucune autre mesure n'est requise.

*R15.A.2. En plus de déterminer les niveaux minimums de tension acceptable à l'intérieur de la zone de contrôle de FirstEnergy de même que les niveaux minimums de réserve réactive dynamique, le NERC devrait former une équipe, à laquelle se joindraient des représentants de la FERC et de l'Ohio Public Utility Commission, pour examiner et approuver les critères provisoires de tension que doit élaborer FirstEnergy.*

**Mesures prises :** FirstEnergy a élaboré les critères exigés et ceux-ci ont été approuvés par l'équipe d'examen. Depuis, les critères provisoires de tension ont été remplacés par des critères permanents<sup>37</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.2 :** Aucune autre mesure n'est requise.

*R15.A.3. Si une étude de FirstEnergy<sup>38</sup> démontrait que le réseau de FirstEnergy devait être renforcé pour satisfaire aux critères de tension, FirstEnergy devrait élaborer un plan pour réaliser de tels renforcements. Une équipe désignée par le NERC et comprenant des représentants de la FERC et de l'Ohio Public Utility Commission devrait ensuite examiner et approuver ce plan.*

**Mesures prises :** L'étude de fiabilité a été effectuée et soumise à la FERC le 22 avril 2004<sup>39</sup>. FirstEnergy a affirmé que les conclusions de l'étude ont été intégrées à la planification et aux opérations de l'entreprise. Cette étude a conclu qu'il n'était pas nécessaire de mettre à niveau le réseau pour l'été 2004. Par conséquent, aucun plan de renforcement n'a été élaboré<sup>40</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.3 :** Aucune autre mesure n'est requise.

*R.15.A.4. En plus de demander à FirstEnergy d'inspecter et de soumettre à des essais toutes les ressources de puissance réactive, le NERC devrait également lui demander de confirmer que tous les producteurs d'électricité de sa zone qui ne sont pas des entreprises de services publics ont bien signé des contrats de vente de production les engageant à produire une puissance réactive accrue ou maximale à la demande de FirstEnergy ou de MISO.*

**Mesures prises :** Des essais ont été effectués là où il était prudent de le faire. Certaines grandes génératrices du territoire de FirstEnergy n'ont pu être vérifiées jusqu'à leur énergie réactive maximale en raison des limites du système, l'essai lui-même risquant de dépasser les limites de tension du système. D'autre part, FirstEnergy a confirmé qu'elle pouvait commander au besoin aux producteurs d'électricité de sa zone de desserte d'augmenter jusqu'au maximum la puissance réactive de sortie<sup>41</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.4 :** Aucune autre mesure n'est requise immédiatement. Cependant, lorsque les conditions futures du réseau le permettront, FirstEnergy devrait exécuter les essais qui lui ont été demandés.

*R15.A.5. En plus de demander à FirstEnergy de rédiger et de soumettre à l'ECAR un plan d'action et de préparation opérationnelle, le NERC devrait exiger de FirstEnergy qu'elle fournisse des copies de son Plan d'action et de préparation opérationnelle à la FERC, au DOE, à l'Ohio Public Utility Commission et aux commissions de services publics des autres états où FirstEnergy est présente. Le NERC devrait également demander à FirstEnergy d'inviter ses partenaires d'exploitation du réseau — ses voisins, notamment — à participer à l'élaboration du plan et à convenir d'en appliquer tous les*

<sup>36</sup> Voir <http://www.nerc.com/~filez/remedialactionresponses.html>, NERC Recommendation Verification Team, FirstEnergy Report, p. 26.

<sup>37</sup> *Ibid.*, p. 5.

<sup>38</sup> Study of the Capability of the Power System in Northeastern Ohio, 105 FERC ¶ 61,372 (2004).

<sup>39</sup> FirstEnergy Transmission Reliability Study, Docket No. PA04-14. 22 avril 2004.

<sup>40</sup> *Ibid.*, p. 26.

<sup>41</sup> *Ibid.* pp. 8, 27.

**aspects qui pourraient toucher leurs opérations et leurs réseaux respectifs.**

**Mesures prises :** FirstEnergy a déclaré que son évaluation de l'état de préparation pour l'été 2004 avait été distribuée à la FERC, au DOE, au New Jersey Board of Public Utilities, à la Pennsylvania Public Utility Commission, et à la Public Utility Commission of Ohio. Les partenaires d'exploitation du réseau de FirstEnergy ont participé aux études du réseau de transport de l'ECAR<sup>42</sup>. Le sous-comité chargé des questions de ressources (RIS) et le sous-comité chargé des questions de transport (TIS) ont examiné les études de FirstEnergy et les ont jugées suffisantes.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.5 :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R15.A.6. En plus de demander à FirstEnergy de mettre en place une capacité de réduction de la charge dans la région de Cleveland-Akron (réduction de 1500 MW dans les dix minutes suivant une directive à cet effet de MISO ou de l'opérateur du réseau de FirstEnergy), le NERC devrait exiger que MISO approuve tout changement par FE de la capacité de réduction de la charge, telle qu'exigée par le NERC le 10 février 2004. De plus, le NERC devrait exiger que FirstEnergy fasse part de son plan de réduction de charge à l'Ohio Public Utility Commission et qu'elle en communique le contenu et les conséquences possibles à toutes les collectivités des zones touchées.**

**Mesures prises :** FirstEnergy a bien soumis son plan de réduction de la charge à l'Ohio Public Utility Commission. FirstEnergy a également participé à la conférence technique de la FERC, tenue à Cleveland le 15 juillet 2004; elle y a décrit en détail toutes les mesures prises pour éliminer les causes directes de la panne, ce qui comprenait son plan de réduction de la charge. Il s'agissait d'une conférence publique à laquelle ont assisté un grand nombre d'organismes gouvernementaux et de consommateurs<sup>43</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.6 :** Aucune autre mesure n'est requise.

<sup>42</sup> *Ibid.*, p. 27.

<sup>43</sup> Voir : [ftp://www.nerc.com/pub/sys/all\\_updl/docs/bot/Agenda-Items-1005/Item8.pdf](ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/docs/bot/Agenda-Items-1005/Item8.pdf), Rapport du Conseil d'administration du NERC, 1<sup>er</sup> novembre 2005, p. 3.

<sup>44</sup> *Ibid.*, p. 3.

**R15.A.7. En plus de demander à FirstEnergy (FE) d'élaborer un plan d'intervention d'urgence, le NERC devrait lui demander d'offrir à ses partenaires d'exploitation du réseau — c'est-à-dire à ses voisins — l'occasion de contribuer à l'établissement du plan et d'indiquer leur acceptation de ses dispositions principales.**

**Mesures prises :** Voir R15.A.5.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.7 :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R15.A.8. En plus de demander à FirstEnergy d'élaborer des procédures de communication à l'intérieur de son organisation et avec MISO et d'autres partenaires, le NERC devrait demander à FirstEnergy de partager ses procédures de communication avec les zones de contrôle voisines, de même qu'avec MISO, PJM, ECAR et tous les autres partenaires d'exploitation du réseau concernés, et de vérifier ces procédures dans des exercices conjoints.**

**Mesures prises :** Le NERC a confirmé que FirstEnergy avait participé à un exercice conjoint avec MISO et ECAR en juin 2004. De plus, un PE a été établi entre FirstEnergy, MISO et PJM, sous le nom de , pour établir les modalités de coordination permanente de l'exploitation et de la planification. Aux termes de ce protocole, les parties se réunissent tous les trimestres pour discuter des procédures et protocoles de communication<sup>44</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.8 :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R15.A.9. En plus d'exiger de FirstEnergy que ses fonctions d'analyse d'événement en temps réel et d'évaluation d'état soient utilisées correctement, le NERC devrait lui demander de s'assurer que son équipe de soutien TI n'apporte aucun changement aux outils de gestion et de surveillance de la fiabilité sans avoir obtenu au préalable le consentement du personnel d'exploitation du réseau.**

**Mesures prises :** FirstEnergy a élaboré des procédures complètes et bien documentées concernant le contrôle et la gestion des changements et les a communiquées aux opérateurs du réseau. Ces procédures couvrent aussi bien les interruptions planifiées que les pannes<sup>45</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.9 :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R15.A.10. En plus de demander à FirstEnergy d'appliquer tous les correctifs connus à son système de gestion d'énergie GE XA21 avant d'installer le nouveau système Energy Management System (EMS), le NERC devrait exiger que FirstEnergy prépare et teste le passage à son nouveau système de gestion de l'énergie pour s'assurer que le système fonctionne efficacement, que le passage se fait en douceur, que les opérateurs du système EMS sont dûment formés et que tous les partenaires d'exploitation sont au courant du passage au nouveau système.**

**Mesures prises :** À l'automne 2003, FirstEnergy a installé sur son système XA21 les correctifs rédigés par General Electric. Le 1<sup>er</sup> mai 2004, FirstEnergy a réussi la conversion à son nouveau système EMS, acheté du développeur de logiciel Areva SA<sup>46</sup> (voir la recommandation 15.E.2).

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.10 :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R15.A.11. En plus d'exiger que tous les coordonnateurs de la fiabilité, zones de contrôle et exploitants du réseau de transport fournissent au moins cinq (5) jours de formation et d'exercices comportant des simulations réalistes de situations d'urgence à chaque membre du personnel qui est responsable de l'exploitation en temps réel ou du contrôle de fiabilité du réseau de production-transport d'énergie, le Groupe de travail recommande que, pour qu'une formation efficace sur les situations d'urgence puisse être fournie aux opérateurs de FirstEnergy avant le 30 juin 2004, le NERC demande à FirstEnergy d'envisager de se faire aider par un autre exploitant de zone de contrôle ou coordonnateur de la**

***fiabilité, qui dispose déjà d'un programme de formation de qualité, en modifiant ce programme au besoin pour l'adapter aux conditions particulières de FirstEnergy.***

**Mesures prises :** Le 15 octobre 2003, le NERC a demandé à chaque entité en Amérique du Nord qui exploite une zone de contrôle et à chaque coordonnateur de la fiabilité d'examiner une liste des méthodes de fiabilité afin de veiller à ce que leur organisation soit conforme aux normes du NERC et du conseil régional de fiabilité en plus d'avoir en place des règles de pratique, et d'en rendre compte par écrit dans un délai de 60 jours à leur conseil régional de fiabilité, avec une copie transmise au NERC, indiquant qu'un tel examen est terminé et le statut de toute mesure corrective.

L'une des pratiques dont il était fait mention dans cette demande portait sur la formation aux situations d'urgence. À ce sujet, le NERC a demandé à tous les exploitants de système de suivre une formation d'au moins cinq jours sur les mesures d'urgence avant le 30 juin 2004, et chaque année par la suite, afin de veiller à ce que l'ensemble du personnel opérationnel soit formé et agréé, s'il y a lieu, et d'effectuer des exercices pratiques en cas de situations d'urgence qui comprennent : des critères pour déclarer une situation d'urgence, des plans d'action par ordre de priorités, la dotation et les responsabilités, et les communications. Le NERC a demandé à son programme de conformité et d'application de surveiller cette exigence chaque année.

De plus, le NERC a créé l'équipe FEVT (FirstEnergy Verification Team) en lui confiant le mandat de s'assurer indépendamment que FirstEnergy a bien mis en œuvre les politiques, procédures et interventions que contenaient les recommandations du rapport First Energy Readiness Audit, daté des 26 et 27 février 2004, y compris les recommandations portant sur la formation des opérateurs de FirstEnergy sur la préparation aux situations d'urgence. Pour mettre en œuvre ces recommandations, FirstEnergy a organisé des réunions avec un certain nombre de services publics voisins — Northern Indian Public Service Company, Ameren, American Electric Power, Dominion, etc. — et a apporté quelques améliorations à son programme de formation des opérateurs. L'équipe FEVT, qui a rencontré de nouveau FirstEnergy les

<sup>45</sup> Voir <http://www.nerc.com/~filez/remedialactionresponses.html>, NERC Recommendation Verification Team, FirstEnergy Report., p. 18.

<sup>46</sup> *Ibid.*, p. 28.

22 et 23 juin 2005, a inclus la déclaration ci-dessous dans son rapport<sup>47</sup> concernant la formation des opérateurs :

*FirstEnergy a intégré à son programme de formation des opérateurs un système DTS (Dispatcher Training System). Elle a démontré comment ce système était utilisé dans un exercice de formation. L'équipe FEVT a été impressionnée par la profondeur et l'exhaustivité des scénarios élaborés, par l'intérêt et la participation du personnel en formation et par l'environnement positif et stimulant qu'avait créés le formateur.*

En se basant sur sa vérification des 22 et 23 juin 2005, l'équipe FEVT a décidé de rédiger un exemple d'excellence au sujet du programme de formation de FirstEnergy.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.A.11 :** Aucune autre mesure n'est requise. Cependant, la formation des opérateurs de la salle de contrôle et de leur personnel de soutien doit devenir permanente afin de tenir le personnel au courant des nouvelles méthodes et technologies. De plus, une fois que les normes de formation du NERC auront été approuvées, FirstEnergy et les autres organisations de transport régional et les coordonnateurs de fiabilité devront démontrer leur pleine conformité à ces normes (voir la recommandation 19).

### **R15.B. Mesures correctives à prendre par MISO au plus tard le 30 juin 2004.**

***R15.B.1. En plus de ses exigences concernant de nombreuses mises à niveau des outils et procédures d'exploitation de MISO, le NERC devrait obliger MISO à s'assurer que son personnel de soutien des technologies de l'information ne modifie pas l'efficacité des outils de surveillance de la fiabilité ou de gestion à l'insu et sans l'accord des techniciens d'exploitation du réseau.***

**Mesures prises :** De nombreuses améliorations apportées aux outils de visualisation et d'exploitation de MISO, de même qu'à la formation des opérateurs et aux protocoles et procédures de communication ont été documentées par le NERC<sup>48</sup>. Plus précisément, le NERC a vérifié que

MISO « avait élaboré des procédures garantissant que son personnel de soutien TI n'apporterait aucun changement à l'efficacité des outils de gestion et de surveillance de la fiabilité, sans avoir obtenu au préalable le consentement du personnel d'exploitation du réseau<sup>49</sup>. »

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.B.1 :** Aucune autre mesure n'est requise.

***R15.B.2. En plus d'exiger que MISO réévalue les ententes d'exploitation conclues avec ses entités membres pour vérifier qu'elle a bien le pouvoir de s'attaquer aux problèmes d'exploitation, le NERC devrait exiger que les inquiétudes ou les problèmes relatifs à ces questions d'exploitation soient soulevés dans les plus brefs délais et soumis à la FERC et aux membres de MISO pour résolution.***

**Mesures prises :** Le NERC s'est assuré que MISO avait effectivement le pouvoir nécessaire pour s'attaquer à un éventail de questions d'exploitation, et exigé que tous les problèmes relatifs à cet exercice du pouvoir soient soumis immédiatement à la FERC et aux membres de MISO<sup>50</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.B.2 :** Aucune autre mesure n'est requise.

### **R15.C. Mesures correctives à prendre par PJM au plus tard le 30 juin 2004**

En plus d'exiger que PJM réévalue et améliore ses protocoles et procédures de communications avec les zones de contrôle voisines et les coordonnateurs de la fiabilité, le NERC devrait obliger PJM à normaliser les définitions et l'utilisation des principaux termes et à réduire au strict minimum les communications pendant les périodes de perturbations, d'alerte ou d'urgence. Le NERC devrait aussi exiger que PJM, MISO et les autres entreprises membres organisent une ou plusieurs séances conjointes d'exercices en utilisant les nouvelles procédures de communications.

**Mesures prises :** Le NERC a étendu à PJM ses directives du 10 février 2004 en y incluant les

<sup>47</sup> [ftp://www.nerc.com/pub/sys/all\\_updl/rap/audits/FEVT\\_Final\\_Report.pdf](ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/rap/audits/FEVT_Final_Report.pdf).

<sup>48</sup> Voir <http://www.nerc.com/~filez/remedialactionresponses.html>, NERC Recommendation Verification Team MISO Report – 12 juillet 2004.

<sup>49</sup> *Ibid.*, p. 8.

<sup>50</sup> *Ibid.*, p. 8.

mesures recommandées par le Groupe de travail<sup>51</sup>. Le président et directeur général de PJM, Philip G. Harris, a confirmé le 30 juin 2004 que les mesures exigées par le NERC et recommandées par le Groupe de travail avaient été prises<sup>52</sup>.

Le Groupe de travail fait remarquer que le NERC a adopté la norme IRO 016-1 afin d'exiger une meilleure résolution en temps réel des questions parmi les coordonnateurs de la fiabilité.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.C :** Aucune autre mesure n'est requise.

#### **R15.D. Mesures correctives à prendre par l'ECAR au plus tard le 14 août 2004<sup>53</sup>**

***R15.D.1. Le NERC devrait exiger que l'ECAR réévalue les procédures, hypothèses, scénarios et données de modélisation qu'elle utilise pour évaluer les conditions saisonnières et extrêmes. Ce faisant, l'ECAR devrait engager des consultations auprès d'une équipe d'experts constituée par le NERC et complétée par des représentants de la FERC, du DOE, des commissions d'état intéressées et de MISO.***

**Mesures prises :** Le 16 août 2004, l'ECAR a déclaré au NERC que le travail demandé par la recommandation 15.D.1 avait été effectué. Le rapport détaillé de l'ECAR est accessible sur le Web, avec les autres rapports sur les mesures correctives<sup>54</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.D.1 :** Aucune autre mesure n'est requise.

***R15.D.2. Le NERC devrait exiger que l'ECAR réexamine toutes les données et toutes les hypothèses de ses modèles en les comparant aux capacités réelles des installations actuelles et qu'elle applique aux installations modélisées (par exemple pour les caractéristiques et valeurs nominales des lignes et la capacité de production de puissance réactive des génératrices) les***

#### ***données des évaluations et des études d'exploitation courantes.***

**Mesures prises :** Le 15 août 2005, l'ECAR a informé le NERC que les vérifications des évaluations étaient presque terminées et que le comité TSPP (Transmission System Performance Panel) avait rédigé un rapport sommaire à ce sujet. Les meilleures pratiques extraites de ces vérifications ont été présentées à la réunion de juin 2005 du comité TSPP, une autre présentation étant prévue pour la réunion d'octobre. Au total, il y a eu six présentations sur les meilleures pratiques<sup>55</sup>.

Le comité ECAR du TSPP (Transmission System Performance Panel) a publié en octobre 2005 le résultat de ses recherches sur la recommandation 15.D.2 et une copie du rapport a été fournie au NERC.

Entre septembre et décembre 2004, le TSPP a effectué une vérification d'une journée chez chaque exploitant ECAR de réseau de transport et chez le coordonnateur de la fiabilité. Un coordonnateur de la fiabilité n'a pas eu de visite, mais il a fait l'objet de vérifications par la poste et par courrier électronique. Des feuilles de vérification ont été remplies pour chaque membre et chaque coordonnateur de la fiabilité. Les vérificateurs ont passé en revue leurs constatations et ont fourni une copie des feuilles de vérification dûment remplies à chaque membre et à chaque coordonnateur de la fiabilité.

Le comité TSPP envisage d'utiliser les résultats de cette vérification pour établir un processus de surveillance permanent et élaborera peut-être des exigences ECAR afin de corriger les lacunes décelées. Le comité TSPP n'effectuera pas de vérifications de suivi dans le cadre du présent processus. Toutefois, ECAR surveillera les normes NERC traitant des valeurs nominales des installations et des données afin de s'assurer du respect des ententes et effectuera des vérifications sur les lieux afin de constater que les membres respectent les normes établies.

<sup>51</sup> Voir la lettre du 14 mai 2004, envoyée par Michael R. Gent, président et directeur du NERC, à Philip G. Harris, président et directeur général de PJM Interconnection, LLC. Cette lettre est accessible à l'adresse <http://www.nerc.com/~filez/remedialactionresponses.html>, sous PJM's Remedial Action Responses.

<sup>52</sup> *Ibid.*

<sup>53</sup> Le Groupe de travail reconnaît que la date limite du 14 août 2004 s'est avérée irréaliste pour certaines mesures état donné la quantité de travail requise.

<sup>54</sup> <http://www.nerc.com/~filez/remedialactionresponses.html>, ECAR's Remedial Action Responses.

<sup>55</sup> *Ibid.*, p.4.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.D.2 :** Le comité TSPP de l'ECAR devrait poursuivre ses travaux jusqu'à ce que toutes les recommandations découlant de la panne aient été mises en œuvre et qu'un rapport concernant la validation et l'échange de données ait été soumis au NERC.

Le NERC a déclaré qu'il allait suivre ces recommandations jusqu'à leur pleine mise en œuvre et émettre un rapport final à ce sujet au DOE et à RNCAN.

**R15.D.3. Le NERC devrait exiger que l'ECAR fasse une analyse comparative et un exercice d'échange des données pour s'assurer que ses membres utilisent des données exactes, uniformes et actuelles concernant les caractéristiques et les capacités des installations physiques, tant dans les évaluations saisonnières qu'à long terme et dans les études d'exploitation.**

**Mesures prises :** L'équipe du TSPP de l'ECAR (ECAR TSPP Model Benchmarking Team) a établi des crières et un calendrier pour atteindre les exigences relatives à cette recommandation. Chaque exploitant a dû prendre un instantané de son système ou enregistrer les données en temps réel de son système et les quantités pour une période de pointe pendant l'été et les comparer aux scénarios de référence des débits de puissance et résumer leurs constatations dans un rapport. L'ECAR a présenté un rapport au NERC en décembre 2005 qui comprenait un recueil des résumés des exploitants et des documents d'appui des efforts qu'a déployés le TSPP de l'ECAR au sujet de cette recommandation.

Le réexamen des données dynamiques, commencé par l'ECAR, sera terminé par le *ReliabilityFirst*, lequel fournira à NERC une date probable pour la fin de ce travail.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.D.3 :** Le travail mentionné doit être effectué et toutes les données dynamiques doivent être fournies de façon opportune. Les données dynamiques du réseau sont essentielles pour l'évaluation de la performance. *ReliabilityFirst* devrait fixer pour cette analyse une date d'achèvement qui serait acceptable pour le NERC.

**R15.E. Mesures à prendre par d'autres organismes au plus tard le 30 juin 2004.**

**R15.E.1. Le NERC devrait exiger que chaque coordonnateur de la fiabilité, chaque conseil de fiabilité, chaque zone de contrôle et chaque entreprise de transport d'électricité d'Amérique du Nord non expressément mentionnés ci-dessus examinent les mesures exigées et déterminent s'ils disposent des installations de réseau, des procédures d'exploitation, des outils et des programmes de formation adéquats pour assurer la fiabilité des opérations au cours de l'été 2004. Si une entité quelconque croit que des améliorations sont nécessaires, elle doit immédiatement entreprendre les démarches nécessaires et en coordonner l'exécution, au besoin, avec ses voisins et partenaires.**

**Mesures prises :** Le 15 octobre 2003, le directeur général du NERC a envoyé à tous les coordonnateurs de fiabilité et tous les directeurs des zones de contrôle une lettre concernant les interventions à court terme qui devaient être effectuées par suite de la panne. Dans cette lettre, le NERC demandait à chaque entité d'Amérique du Nord qui exploitait une zone de contrôle et à chaque coordonnateur de la fiabilité du NERC d'examiner leur liste des pratiques de fiabilité afin de s'assurer que leur organisation respecte les normes et pratiques établies du NERC et des conseils de fiabilité régionaux. De plus, le NERC a demandé à toutes les entités d'envoyer dans un délai de 60 jours un rapport écrit à leur conseil de fiabilité régional, avec copie conforme au NERC, en déclarant que cet examen avait été effectué et en indiquant l'état des mesures correctives éventuellement nécessaires. Toutes les entités à qui cette lettre a été envoyée se sont conformées aux mesures demandées.

Le NERC a inclus les questions décrites dans la recommandation 15.A-D au programme de vérification de l'état de préparation. Le NERC croit que cette inclusion et les résultats de sa lettre du 15 octobre 2003 constituent ensemble une garantie suffisante de la mise en œuvre des recommandations par tous les coordonnateurs de la fiabilité, conseils de fiabilité, zones de contrôle et compagnies de transport d'énergie d'Amérique du Nord<sup>56</sup>.

<sup>56</sup> *Ibid*, p. 4.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.E.1 :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R15.E.2. La FERC et les organismes gouvernementaux canadiens devraient exiger que toutes les entités relevant de leurs compétences et qui utilisent des systèmes EMS GE/Harris XA21 consultent le fournisseur et s'assurent de prendre les mesures nécessaires pour éviter toute répétition du défaut survenu dans le réseau de FirstEnergy le 14 août 2003.**

**Mesures prises :** Un porte-parole de FirstEnergy a déclaré publiquement<sup>57</sup> que la compagnie avait appliqué les correctifs développés par General Electric (GE) pour le système EMS XA21 et avait accéléré l'exécution des plans de remplacement de ce système par un système d'Areva SA. Le porte-parole a également déclaré que FirstEnergy, en collaboration avec GE et KEMA, Inc., avait dès octobre 2003 établi que la cause du problème était une erreur logicielle et que celle-ci avait été corrigée le 19 novembre 2003. Le jour suivant, un porte-parole de GE distribuait un avertissement et le correctif à plus d'une centaine d'autres clients. Le porte-parole de FirstEnergy a déclaré que sa compagnie avait informé<sup>58</sup> à l'époque le Groupe de travail et avait ensuite soumis cette information au public dans un rapport de février 2004, publié sur le site Web SecurityFocus<sup>59</sup>. Le système GE que FirstEnergy utilisait était un modèle de 1996.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 15.E.2 :** Aucune autre mesure n'est requise.

## **R16. Établir des normes exécutoires pour l'entretien des dégagements électriques dans les emprises.**

Pour compléter les exigences du NERC concernant la déclaration de toutes les pannes causées par la végétation dans le réseau de production-transport d'électricité et l'élaboration de normes de dégagement minimal des lignes, le Groupe de travail a ajouté quatre recommandations, numérotées R16.A-D.

### **R16.A. Normes exécutoires**

Le NERC devrait élaborer des normes claires et non équivoques concernant le maintien de

dégagements sûrs dans les emprises pour protéger les lignes de transmission contre toute obstruction, et mettre en place des procédures pour vérifier la conformité à ces normes. Les états, provinces et gouvernements locaux devraient cependant conserver la possibilité d'établir des normes plus précises ou plus strictes dans leurs territoires respectifs, s'ils le jugeaient nécessaire.

**Mesures prises :** Le NERC a créé une première norme de gestion de la végétation et l'a incluse dans son ensemble de normes de la version 0, que le Conseil du NERC a approuvée à sa réunion de février 2005. Comme cette norme de version 0 n'a pas été jugée suffisante par le NERC, l'industrie et les autorités de réglementation, le NERC a décidé d'entreprendre la rédaction d'une nouvelle norme.

Cette norme, désignée *Transmission Vegetation Management Program Standard* a été votée en faveur et adoptée par le Conseil d'administration du NERC le 7 février 2006. Elle visait à améliorer la fiabilité des systèmes de transmission électrique en éliminant les interruptions de la transmission de la végétation située sur les droits de passage de la transmission et en minimisant les interruptions de la végétation adjacente aux droits de passage, en maintenant un effacement sécuritaire entre les lignes de transmission et la végétation sur les droits de passage de la transmission et tout le long de ces derniers, et en établissant un système pour produire des rapports sur les interruptions liées à la végétation des systèmes de transmission (>200 kilovolts (kV)), pour les conseils régionaux respectifs sur la fiabilité et au NERC.

Les exigences définies dans ce projet de norme stipulent que chaque propriétaire de réseau de transport doit mettre en place son propre programme, en tenant compte des conditions environnementales et géographiques auxquelles il doit faire face et en incluant ses propres politiques et pratiques de conception du réseau de transmission. Les dégagements spécifiés dans la norme sont basés sur la norme de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE 516-2003) concernant les distances d'embranchement général dans diverses conditions, la norme de l'ANSI sur l'entretien des arbres (A300) étant proposée comme meilleure pratique. L'objet des normes de gestion de la végétation n'est pas de créer une application *uniformisée*; il exige

<sup>57</sup> USA Today, 12 février 2004.

<sup>58</sup> À l'atelier de Cleveland du Groupe de travail, le 15 juillet 2004.

<sup>59</sup> <http://www.securityfocus.com/news/8032>.

plutôt de chaque propriétaire de réseau de transport qu'il élabore lui-même un programme qui s'ajuste à ses conditions particulières et qui lui permet de satisfaire aux exigences de rendement associées à la norme de gestion de la végétation du NERC. Le programme doit tenir compte du temps requis pour obtenir les autorisations ou permis des propriétaires des terrains ou des autorités de réglementation et élaborer des mesures d'atténuation afin d'atteindre des dégagements suffisants pour la protection des installations de transport, lorsque des restrictions empêchent le propriétaire du réseau de transmission d'atteindre les dégagements spécifiés dans la norme pour certaines parties des emprises<sup>60</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 16.A :** Aucune autre mesure n'est requise. Cette recommandation sera pleinement mise en œuvre quand la norme aura été approuvée par la FERC et les autorités compétentes au Canada. Les organismes de réglementation pourraient approuver la norme proposée par l'ERO ou la renvoyer à l'ERO pour l'approfondir davantage.

### **R16.B. Plan d'entretien des emprises**

**Le NERC devrait exiger que chaque exploitant de lignes de transport à haute tension publie chaque année sur son site Web public un plan d'entretien des emprises et un rapport de ses activités d'entretien des emprises de l'année précédente. Le plan d'entretien des emprises doit indiquer la fréquence prévue des activités telles que l'élagage des arbres, les applications d'herbicide et les inspections des emprises, et le rapport doit préciser les dates de la dernière inspection des emprises d'un secteur donnée et des mesures correctives prises.**

**Mesures prises :** Le NERC a déclaré que, selon ses règlements, les propriétaires de lignes de transport doivent soumettre leurs procédures de gestion de la végétation et la documentation des travaux effectués à la vérification du conseil de fiabilité régional compétent, du NERC ou de toute autorité compétente, qu'elle appartienne à une province, un état ou un gouvernement fédéral<sup>61</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 16.B :** Nota : Ce que le NERC fait actuellement ne respecte pas à la lettre

l'exigence de la recommandation 16.B selon laquelle tout propriétaire de lignes de transport doit afficher sur son site Web le plan d'entretien proposé des emprises et un rapport sur ses activités de gestion des emprises pendant l'année précédente. D'après le NERC, « de nombreux propriétaires de lignes de transport croient qu'un tel affichage serait inapproprié, car il mettrait à la disposition du public des informations critiques sur l'infrastructure énergétique (CEII — Critical Energy Infrastructure Information). Certains propriétaires de lignes de transport ont déjà soumis leur plan à la FERC, en réponse à une demande à cet effet de la Commission, et un certain nombre des plans déposés demandaient la protection des informations critiques (CEII). Le nouveau projet de norme du NERC sur la gestion de la végétation exige que les conseils régionaux, en tant que contrôleurs de conformité pour cette norme, vérifient périodiquement les plans et activités des propriétaires de lignes de transport dont ils sont responsables. Selon cette norme, toutes les dérogations seraient déclarées sur le site Web du NERC, dans le cadre du rapport trimestriel de conformité<sup>62</sup>. »

Le Groupe de travail reconnaît que la divulgation de l'information critique (CEII) cause problème. Par conséquent, aucune autre mesure n'est requise pour mettre en œuvre cette recommandation.

### **R16.C. Exigence de signalement des pannes causées par des défauts à la terre dans les emprises.**

**Le NERC devrait exiger que chaque propriétaire/exploitant de lignes de transport soumette aux conseils régionaux un rapport trimestriel signalant toutes les coupures dues à un défaut à la terre, et leurs causes, des lignes à 115 kV et à tension supérieure de son territoire. Chaque conseil régional doit compiler un rapport annuel détaillé sur les coupures de lignes causées par un défaut à la terre et sur leurs causes, survenues dans sa région de fiabilité et le présenter à la FERC, au NERC, au département américain de l'Énergie, aux autorités compétentes du Canada et aux organismes de réglementation des États.**

**Mesures prises :** Les conseils de fiabilité régionaux ont exigé que les propriétaires de lignes de transport publient des rapports sur la gestion de la végétation et ont commencé à soumettre des

<sup>60</sup> Rapport du Conseil d'administration du NERC, p. 8.

<sup>61</sup> Rapport du Conseil d'administration du NERC, p. 5.

<sup>62</sup> *Ibid.* p. 9.

rapports trimestriels au NERC. Un rapport trimestriel du NERC montre qu'il y avait toujours en 2004 et en 2005 des contacts entre les arbres situés sur les emprises et les conducteurs des lignes de transport sous tension, dans de nombreuses régions des Interconnexions de l'Est et de l'Ouest. Le NERC a laissé entendre que l'accumulation des données au cours des années lui permettrait de déterminer les tendances et les régions qui causent problème.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 16.C :** Aucune autre mesure n'est requise.

#### **R16.D. Dans la mesure où ils sont engagés avec prudence, les frais relatifs à la gestion de la végétation avoisinant les lignes de transport pourront être récupérés au moyen de la majoration des tarifs d'électricité.**

**Mesures prises :** Dans son énoncé de politique du 19 avril 2004, la FERC a confirmé que sa politique visant à approuver les demandes de recouvrer les coûts de la gestion de la végétation nécessaires à la sauvegarde de la fiabilité et de la sécurité de l'infrastructure pour l'approvisionnement de l'énergie<sup>63</sup> s'étend au recouvrement des dépenses engagées prudemment pour la gestion de la végétation<sup>64</sup>.

Au Canada, les autorités provinciales ont fait des déclarations semblables.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 16.D :** Aucune autre mesure n'est requise.

#### **R17. Renforcer le programme de respect de la conformité du NERC.**

##### **R17.A. En plus d'exiger que les régions déclarent au NERC toutes les dérogations significatives aux normes régionales et à celles du NERC, dans le mois suivant la dérogation, le NERC devrait exiger que les rapports trimestriels des conseils régionaux et les rapports sur les dérogations significatives soient déposés à titre de documents publics auprès de la FERC et des autorités compétentes du**

<sup>63</sup> Énoncé de principes, 96 FERC ¶ 61,61,299 (2001).

<sup>64</sup> Énoncé de principes de la FERC, p. 28.

<sup>65</sup> Rapport au Conseil d'administration du NERC, 1<sup>er</sup> novembre 2005, p. 10.

#### **Canada, au moment où ils sont envoyés au NERC.**

**Mesures prises :** À sa réunion du 15 juin 2004, le Conseil du NERC a approuvé le document intitulé *Guidelines for Reporting and Disclosure* [des dérogations confirmées aux normes], selon lequel les dérogations doivent être révélées au public par affichage sur le site Web du NERC. Le NERC prévient également par voie électronique la FERC, le DOE et les autorités compétentes du Canada de ces affichages, en fournissant des liens vers les documents pertinents. Cette mesure répond simultanément à la recommandation 17.C.

Les rapports trimestriels de conformité comprennent une section sur toutes les dérogations confirmées (soit les dérogations pour lesquelles le processus d'appel a été complété et celles dont le délai d'appel a expiré). Ils indiquent l'identité des organisations qui ont dérogé aux normes régionales ou à celles du NERC. Les rapports de conformité couvrant la période se terminant au deuxième trimestre de 2005 sont affichés à l'adresse suivante : [www.nerc.com/~comply/annual.html](http://www.nerc.com/~comply/annual.html)<sup>65</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 17.A :** Aucune autre mesure n'est requise.

##### **R17.B. En plus d'exiger que les organisations fautives corrigent leurs dérogations, en demandant au besoin l'aide des autorités compétentes de réglementation si les organisations ne donnent pas suite à leur demande, le NERC devrait informer les autorités fédérales, d'état ou provinciales des deux pays du résultat final de toutes les procédures de mise à exécution et devrait faire connaître au public le résultat de ces procédures.**

**Mesures prises :** À l'heure actuelle, le NERC n'a pas de pouvoirs de contrainte, mais a une procédure prévoyant des pénalités fictives pour des infractions précises. Cependant, la FERC certifiera une seule ERO pour superviser la fiabilité de la portion des États-Unis du système interrelié nord-américain de production-transport d'électricité, sujet à la supervision de la FERC. L'ERO sera responsable de l'élaboration et de

l'application des normes obligatoires sur la fiabilité<sup>66</sup>. Cela dit, le NERC a apporté des améliorations importantes à son programme de conformité et application des règlements<sup>67</sup>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 17.B :** À mettre en œuvre quand la FERC considérera le NERC en tant qu'ERO conformément à la *U.S. Energy Policy Act of 2005*.

**R17.C. En plus de soumettre les rapports demandés pour mars ou avril 2004 et d'élaborer des recommandations en vue d'améliorer le processus de conformité, le NERC devrait mettre à la disposition des autorités fédérales et d'état des États-Unis, des autorités compétentes du Canada et du public en général ses résultats et recommandations concernant les dérogations à ses normes le 14 août.**

**Mesures prises :** Le programme de 2003 du NERC portant sur l'application de la conformité, affiché sur le site Web du NERC, comporte les discussions suivantes quant aux constatations des dérogations aux normes associées à la panne du 14 août 2003 :

*L'équipe SCIT (Standards/Procedure and Compliance Investigation Team) du NERC a publié son rapport final le 12 avril 2004. Le SCIT a étudié les politiques du NERC afin de déceler les dérogations découlant des causes fondamentales, des manquements confirmés et des facteurs connexes identifiés par l'équipe d'analyse des causes fondamentales. À partir de cet examen, le SCIT a relevé plusieurs dérogations aux politiques d'exploitation 2, 4, 5, 6, 8 et 9 du NERC. Les Régions en cause ont été avisées d'examiner ces dérogations, de mettre en œuvre des plans d'atténuation des impacts et de surveiller les progrès de la mise en application de ces plans.*

Voir la recommandation 17.A.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 17.C :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R17.D. Pour compléter la recommandation du NERC datée du 10 février 2004, selon laquelle les vérifications de conformité (et d'état de préparation) des zones de**

**contrôle devraient être basées sur les procédures existantes de certification des zones de contrôle du NERC et modifiées pour tenir compte de l'élaboration de nouveaux critères, le Groupe de travail recommande au NERC d'améliorer rapidement ses normes afin de les rendre claires, non équivoques, mesurables et compatibles avec le modèle fonctionnel.**

**Mesures prises :** Dans le but de clarifier ses politiques et normes existantes, le Conseil d'administration du NERC a approuvé en avril 2004 les normes de la version 0, qui sont compatibles avec le modèle fonctionnel. Le travail est en cours pour élaborer de nouvelles normes et améliorer et renforcer de nombreuses normes de la version 0 du NERC en matière de fiabilité, aussi rapidement que les ressources disponibles le permettent, jusqu'à ce qu'une ERO soit certifiée par la FERC. À ce moment-là, l'ERO sera responsable de l'élaboration et de l'application des normes obligatoires en matière de fiabilité.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 17.D :** Il est important que le NERC termine le plus rapidement possible le renforcement de ses normes de fiabilité aussi rapidement que possible, jusqu'à ce qu'un ERO soit certifié.

**R17.E. Cette recommandation est associée à la recommandation 3.C du NERC concernant les vérifications de l'état de préparation; elle aurait dû faire partie de la recommandation 18 qui traite de l'état de préparation. Voir R17.E sous R18.**

**R17.F. Le NERC devrait exiger que tous les rapports de vérification de la conformité soient accessibles au public, à l'exception des parties relatives à la sécurité physique et cybernétique selon des critères définis. Ces rapports devraient établir une distinction claire entre une dérogation grave et une dérogation mineure aux normes de fiabilité ou à des exigences connexes.**

**Mesures prises :** Le Comité de certification et conformité (CCC) du NERC est en train d'élaborer une méthodologie de classement des dérogations

<sup>66</sup> FERC Order No. 672 – P 21.

<sup>67</sup> Rapport au Conseil d'administration du NERC, 1<sup>er</sup> novembre 2005, p. 10.

selon leur degré de gravité; il se basera sur cette méthodologie pour définir les sanctions appropriées. Ce travail a été intégré au processus d'élaboration des normes par le biais d'une demande d'autorisation des normes, ce qui permettra à la méthodologie de s'appliquer à chaque norme et entraînera la contribution de l'industrie. L'échéancier pour déterminer les « facteurs de risque des dérogations » pour chaque norme est l'automne 2006, en préparation pour la mise en œuvre de l'ERO.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 17.F :** Cette recommandation sera pleinement mise en œuvre lorsque le Conseil aura approuvé les procédures mentionnées précédemment.

## **R18. Appuyer et renforcer le programme de vérification de l'état de préparation du NERC.**

**R18.A. Le NERC devrait terminer le reste de la première série des évaluations de l'état de préparation (soit celle concernant les entités non couvertes en 2004) dans un délai de deux ans, plutôt que de s'en tenir au programme de trois ans adopté le 10 février 2004. Par la suite, toutes les entités devraient être réévaluées suivant un cycle de trois ans.**

**Mesures prises :** En 2004, première année du programme de vérification de l'état de préparation et de la fiabilité, le NERC a vérifié 61 zones de contrôle et six coordonnateurs de la fiabilité, ce qui a produit 643 recommandations. Les entités vérifiées et leurs conseils régionaux ont mis en œuvre au moins 259 de ces recommandations. Pour la période allant jusqu'en novembre 2005, les rapports de la vérification de l'état de préparation comprenaient 156 recommandations.

Le NERC a déclaré que son Comité de certification et conformité (CCC) avait analysé les avantages et inconvénients que créerait la réalisation du programme sur une période de deux ans plutôt que trois, comme prévu initialement, et avait recommandé de maintenir la période initialement prévue de trois ans. Le CCC ne croit pas que la réduction à un cycle de deux ans pourrait créer des avantages appréciables sur le plan de la fiabilité. Comme la plupart des pratiques industrielles

qui sont évaluées pendant une vérification de l'état de préparation ne changent pas de façon significative sur une période de trois ans, il y aurait moins de changement des pratiques à évaluer si les vérifications se faisaient suivant un cycle de deux ans. Cela dit, le CCC est fermement d'avis que, si la vérification précédente a révélé des lacunes flagrantes, il convient de vérifier les progrès avant le délai normal de trois ans. La position approuvée par le CCC à sa réunion des 13 et 14 décembre 2004 a été exposée dans un document que le CCC a publié sur son site Web.<sup>68</sup>

Le NERC a également déclaré qu'il est en train d'élaborer un mécanisme de suivi pour contrôler la mise en œuvre des recommandations et qu'il demandera aux régions d'accélérer leurs travaux, si le nombre de recommandations non mises en œuvre augmente ou ne diminue pas assez rapidement.

Le NERC propose actuellement des recommandations portant sur la vérification de l'état d'avancement en ordre prioritaire dans le rapport final, en rationalisant la définition de recommandations « importantes ». Tous les trimestres, le NERC demande aux organismes régionaux de fiabilité de coordonner avec leurs membres afin d'avoir une mise à jour de l'état d'avancement de toutes les recommandations. Pour répondre à cette recommandation et satisfaire à la demande du Conseil d'administration du NERC, le NERC fera une mise à jour sur l'état d'avancement de la vérification des recommandations prioritaires au cours de la réunion de son conseil d'administration en août 2006. Chaque trimestre, le NERC poursuivra l'examen et la mise à jour de l'état de la mise en œuvre des recommandations prioritaires dans le cadre de son processus habituel de mise à jour trimestrielle.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 18.A :** Le Groupe de travail accepte à contrecœur la justification du NERC pour le maintien du cycle de trois ans. Le NERC devrait cependant évaluer et classer par ordre d'importance les recommandations qui n'ont pas été mises en œuvre à la suite des vérifications de l'état de préparation, et prendre les mesures nécessaires pour accélérer leur mise en œuvre.

**R18.B. Le NERC devrait exiger que tous les rapports de vérification d'état de préparation soient accessibles au public,**

<sup>68</sup> [ftp://www.nerc.com/pub/sys/all\\_updl/compliance/ccc/CCC\\_report\\_Readiness\\_Audit\\_Schedule\\_2yr\\_3yr.pdf](ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/compliance/ccc/CCC_report_Readiness_Audit_Schedule_2yr_3yr.pdf).

à l'exception des parties relatives à la sécurité physique et cybernétique. En outre, les rapports devraient être envoyés directement au département américain de l'Énergie, à la FERC, aux autorités compétentes du Canada et aux commissions d'État.

**Mesures prises :** À sa réunion de juin 2004, le Conseil d'administration du NERC a décidé de rendre accessibles au public les rapports finals de toutes ses évaluations, en les affichant sur le site Web du NERC. Un certain nombre d'autorités de réglementation et autres destinataires ont demandé que ces rapports détaillés ne leur soient pas envoyés. Le NERC a déclaré qu'il mettrait en place une nouvelle procédure pour identifier les autorités compétentes qui devraient recevoir ces rapports<sup>69</sup>.

Pas plus tard qu'en mai 2006, le NERC a transmis un calendrier actualisé sur la vérification de l'état d'avancement aux personnes désignées par le NARUC pour traiter et rendre compte des questions de fiabilité au nom des cinquante états. Le NERC enverra un message à la fin de chaque année à l'ensemble des organismes de réglementation sur la liste de diffusion, dans lequel seront énumérées les vérifications sur l'état d'avancement effectuées au cours de l'année avec un lien menant à la page Web contenant la liste des rapports de vérification publiés.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 18.B :** Il reste à élaborer et approuver la nouvelle procédure pour identifier les autorités compétentes qui doivent recevoir les rapports.

**R17.E<sup>70</sup>. Comme le Conseil du NERC a confié aux conseils de fiabilité régionaux la responsabilité principale des vérifications de conformité et comme la FERC et d'autres organismes compétents de réglementation ont été invités à participer à ces vérifications, sous le même sceau de confidentialité que les autres membres des équipes de vérification, le Groupe de travail recommande que certains membres des équipes soient des experts en fiabilité**

**provenant de l'extérieur de la région soumise à la vérification, et que d'autres membres soient des experts provenant de l'extérieur de l'industrie électrique.**

**Mesures prises :** Le NERC a inclus dans ses équipes de vérification de l'état de préparation des experts en fiabilité électrique qui proviennent de l'extérieur de la région où la vérification a lieu, de même qu'un membre provenant d'une autre Interconnexion. Le NERC a également fait participer à certaines vérifications des représentants de l'INPO et a demandé à un certain nombre de chefs d'équipe de suivre une formation sur le processus de vérification de l'INPO. De plus, un certain nombre des directeurs régionaux de la conformité proviennent d'autres industries, où ils ont acquis de l'expérience en effectuant des vérifications semblables.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 17.E :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R19. Améliorer la formation à court et à long terme et les exigences d'accréditation des opérateurs, des coordonnateurs de la fiabilité, et du personnel de soutien opérationnel.**

Pour compléter les autres exigences de formation et la directive du NERC datée du 10 février 2004 selon laquelle tous les coordonnateurs de la fiabilité, toutes les zones de contrôle et tous les exploitants de lignes de transport doivent fournir à chaque membre du personnel chargé d'activités d'exploitation en temps réel ou de surveillance de la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité, au moins cinq jours par année de formation et d'exercices sous forme de simulations réalistes de situations d'urgence, le Groupe de travail a fait la recommandation suivante:

**R19.A. Le NERC devrait exiger qu'un programme de formation soit dispensé au personnel de planification des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité, portant sur les caractéristiques du réseau d'électricité et sur les limites de charge, de puissance réactive et de**

<sup>69</sup> Conseil formulé de vive voix par D. Hilt, vice-président, Conformité, NERC, à T. Rusnov, le 16 août 2005.

<sup>70</sup> Dans le rapport du Groupe de travail, la recommandation 17.E a été groupée par erreur avec les recommandations qui se rapportent au programme de conformité et d'application des règlements plutôt qu'au programme de vérification de l'état de préparation.

## **tension, afin de leur permettre de définir les règles à suivre pour le personnel d'exploitation.**

**Mesures prises :** Le NERC traite toutes les parties de la R19 en tant que programme de formation et de certification intégrées. Le comité d'autorisation des normes (SAC) du NERC a accepté la demande d'autorisation des normes (SAR) dans le but d'élaborer une norme désignée *System Personnel Training Standard*. Le NERC sollicite actuellement les membres d'une équipe pour faire l'ébauche de cette norme, ce qui exigera l'utilisation d'une approche systématique pour déterminer les besoins de la formation. La norme demandera à chaque coordonnateur de la fiabilité, autorités d'équilibrage et exploitants de transport de :

- ◆ déterminer le rendement voulu pour chaque tâche relative à la fiabilité, effectuée en temps réel par ses exploitants du système;
- ◆ mesurer la non-concordance entre le rendement réel et le rendement désiré;
- ◆ se servir des résultats de la non-concordance entre le rendement réel et le rendement désiré à titre de base pour déterminer les besoins de formation, élaborer, offrir et évaluer la formation.

La norme exigera que les entités aient une preuve que l'approche systémique à la formation était menée et utilisée comme fondement de la formation. La norme proposée demandera également que chaque responsable ait une preuve que chacun de ses exploitants du système en temps réel soit compétent pour effectuer chaque tâche attribuée qui se retrouve sur sa liste propre à l'entreprise des tâches relatives à la fiabilité.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 19.A :** La recommandation sera pleinement mise en œuvre lorsque le Conseil du NERC aura approuvé les normes de modélisation et les exigences d'analyse, de même que les exigences de certification des coordonnateurs de la fiabilité, des autorités d'équilibrage et des exploitants de réseau de transport, et le programme global de formation des opérateurs.

**R19.B. Le NERC devrait exiger que les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité forment les opérateurs de système, les techniciens de TI et leurs supérieurs de manière à ce qu'ils puissent reconnaître les activités**

## **anormales des systèmes automatisés et y réagir.**

**Mesures prises :** Le NERC a lancé une initiative de formation des opérateurs, qui comprendra des normes pour les programmes de formation des opérateurs et du personnel de soutien. Les objectifs et normes des programmes de formation devraient être en place d'ici le milieu de 2006. (Voir la discussion sous R19.C.) Le processus d'élaboration et certains éléments des normes de formation sont accessibles à l'adresse : <http://www.nerc.com/%7Efilez/standards/System-Personnel-Training.html>.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 19.B :** Mise en place des normes et programmes de formation mentionnés ci-dessus.

**R19.C. Le NERC devrait commander un rapport consultatif indépendant traitant des nombreuses questions concernant les programmes de formation et les exigences d'accréditation relatifs à la fiabilité.**

**Mesures prises :** Le NERC a engagé un expert indépendant des États-Unis, à savoir du Navy Human Performance Centre, pour l'aider à élaborer un programme complet de formation, comprenant le programme d'étude et les exigences relatives aux examens. Les objectifs de ce programme, comprenant les normes de formation, devraient être terminés vers le milieu de 2006. Des rapports d'étape sur cette importante initiative sont régulièrement soumis au Conseil du NERC et se retrouvent dans les ordres du jour et les procès-verbaux disponibles au public.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 19.C :** La recommandation sera pleinement mise en œuvre lorsque le programme complet de formation et les normes auront été complétés et approuvés.

**R20. Établir une définition claire de l'état de fonctionnement *normal*, d'*alerte* et d'*urgence* du réseau. Préciser les rôles, responsabilités, et pouvoirs des coordonnateurs de la fiabilité et des zones de contrôle dans chacune des conditions.**

**Mesures prises :** Le Groupe de travail sur les coordonnateurs de la fiabilité (RCWG — Reliability Coordinator Working Group) a été chargé de

préciser les définitions afin de les inclure dans le document de référence du RCIS (Reliability Coordinator Information System) durant l'été 2006.

Les coordonnateurs de la fiabilité utilisent une approche prudente parce que des termes simples ne réussissent pas à exprimer les nuances qui sont réellement importantes pour décider des actions à prendre. Aussi, dans certains cas, ces définitions ne sont pas cohérentes avec celles utilisées à l'interne par divers ISO et RTO, et qui apparaissent dans leurs tarifs.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 20 :** Cette recommandation sera pleinement mise en œuvre lorsque les définitions mentionnées ci-dessus auront été complétées et approuvées.

## **R21. Utiliser plus efficacement et plus généralement les mesures de protection du réseau.**

En plus de la recommandation du Groupe de travail consistant à mieux utiliser et dans une plus grande mesure les mesures de protection du système, le Groupe de travail a ajouté trois recommandations supplémentaires, R21.A-C.

**R21.A. En plus d'exiger l'évaluation des relais de zone 3 sur toutes les lignes de 230 kV et plus, le NERC devrait exiger de tous les propriétaires de transmission qu'ils élargissent leur évaluation des paramètres des relais de zone 3 afin d'inclure les lignes à 115 kV et à 138 kV qui ont une importance opérationnelle, p. ex., les lignes faisant partie des vannes ou interfaces surveillées. Les propriétaires de lignes de transport devraient aussi vérifier les relais de zone 2 réglés pour fonctionner comme des relais de zone 3.**

**Mesures prises :** Le Groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (SPCTF - System Protection and Control Task Force) du NERC a terminé son examen de la capacité de charge des relais de zone 3 le 1<sup>er</sup> juillet 2005. Cet examen portait sur près de 11 000 bornes de circuit.

Le NERC a également élargi son évaluation des relais de zone 3 en y incluant les lignes à basse tension recommandées et les systèmes de protection de deuxième étape, suivant les recommandations

du groupe SPCTF<sup>71</sup>. Ces recommandations ont été entérinées par le Comité de planification du NERC et approuvées par le Conseil du NERC le 2 août 2005.

Le SPCTF croit que l'examen devrait également porter sur d'autres problèmes de capacité de charge des relais, qui ont été révélés par l'analyse de la panne du mois d'août 2003. Le groupe a donc élaboré un plan d'action, intitulé *Protection System Review Program — Beyond Zone 3*. Ce plan, approuvé par le Comité de planification en juin 2005, traite des problèmes de capacité de charge sur les circuits à très haute tension, soit 200 kV et plus, et sur les circuits de 100 kV et plus qui ont une importance opérationnelle.

L'examen des relais sur les circuits de 200 kV et plus par les propriétaires de la protection du réseau de transport (TSPO - Transmission System Protection Owners) devrait être terminé d'ici le 30 juin 2006 et l'atténuation des problèmes devrait être effectuée d'ici le 31 décembre 2007. Pour ce qui est des circuits de 100 kV et plus qui ont une importance opérationnelle, l'examen devrait être terminé d'ici le 31 décembre 2006 et l'atténuation des problèmes d'ici le 30 juin 2008. La durée des périodes d'examen et d'atténuation est justifiée par le grand nombre de bornes de circuit qui doivent être examinées dans ces niveaux de tension, ce nombre se situant entre 20 000 et 30 000 selon une estimation approximative.

En décembre 2005, le Comité de planification du NERC a approuvé un livre blanc présentant les considérations techniques liées à la capacité de charge des relais, ainsi qu'un projet majeur d'analyse de la performance des systèmes de protection existants. Le livre blanc cherche également à établir les points de réglage idéaux afin que les systèmes de protection et les divers réglages ne limitent pas les capacités de charge du réseau de transport d'énergie ou ne provoquent pas de pannes en cascades. Le Comité de planification a également approuvé l'avant-projet de la demande d'autorisation des normes (SAR) élaboré par le groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (SPCTF) afin d'en arriver à une norme sur la capacité de charge des relais.

La norme proposée a été élaborée à la suite des pannes en cascades du réseau de transport qui se sont produites en août 2003 alors que des relais de phase et de distance ont été actionnés dans des cas de charge élevée et de basse tension sans qu'il y ait

<sup>71</sup> [ftp://www.nerc.com/pub/sys/all\\_updl/docs/bot/Agenda-Items-0805/Item8a-Attach1.pdf](ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/docs/bot/Agenda-Items-0805/Item8a-Attach1.pdf).

des défaillances électriques sur les lignes protégées par ces relais. Il s'agit ici du problème des « relais de zone trois » qui a été élargi pour prendre en compte d'autres dispositifs de protection susceptibles d'être déclenchés de façon non intentionnelle lors de conditions extrêmes. La norme proposée établira un critère de capacité de charge minimum afin que ces relais réduisent au minimum les risques de mises hors-circuit de lignes durant une perturbation majeure du réseau.

Le SAC (Standards Authorization Committee) du NERC a approuvé les recommandations traitant de la capacité de charge des relais et, le 21 avril 2006, il a envoyé une demande de rédaction d'avant-projet aux membres du comité. Une première ébauche de la norme devrait être prête à la mi-juillet 2006.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 21.A :** Les exigences de la recommandation 21.A ont été satisfaites et aucune autre mesure n'est requise pour la mise en œuvre de cette recommandation, au-delà de ce qui est mentionné dans le rapport du SPCTF et de la mesure prévue par le Comité de planification concernant l'élaboration d'une norme sur la capacité de charge des relais. Le Groupe de travail félicite le NERC d'avoir entrepris l'élaboration d'une norme à ce sujet.

**R21.B. En plus d'imposer à chaque conseil de fiabilité régional l'obligation d'évaluer et de déclarer la faisabilité et les avantages d'installer dans les centres de distribution des dispositifs de délestage en sous-tension (UVLS - Under-Voltage Load Shedding), le NERC devrait exiger que les résultats des études régionales soient fournis aux organismes de réglementation fédéraux et d'état ou provinciaux en même temps qu'ils sont présentés au NERC. En outre, le NERC devrait exiger que chaque entité ayant déjà mis en place un programme de délestage en cas de sous-tension dispose d'un ensemble de directives bien documentées à l'intention des opérateurs, qui précisent les conditions et les déclencheurs du délestage en sous-tension.**

**Mesures prises :** À sa réunion de février 2006, le Conseil d'administration du NERC a approuvé une résolution visant à mettre en œuvre les

recommandations du rapport intitulé *Review of Regional Evaluations of Undervoltage Load Shedding Capability in Response to NERC Blackout Recommendation 8b* report, élaboré par le Comité de planification du NERC. La résolution du Conseil :

- ◆ diriger le Comité de planification qu'il élabore, d'ici la fin de 2006, une série complète de directives à utiliser dans des évaluations futures du besoin et des bénéfices de la mise en œuvre des UVLS;
- ◆ demander à chaque conseil régional de fiabilité, de concert avec ses membres, d'élaborer des plans et un échéancier de la mise en œuvre afin d'installer la capacité en matière d'UVLS dans les centres de délestage où les études régionales ont cerné des UVLS susceptibles d'empêcher l'instabilité et de fournir ces plans et cet échéancier au Comité de planification pour qu'il en fasse un examen d'ici juin 2006;
- ◆ diriger le Comité de planification pour qu'il examine et produise un rapport au Conseil lors de sa réunion d'août 2006 portant sur les plans et l'échéancier de la mise en œuvre régionale des UVLS;
- ◆ diriger le Comité de planification pour qu'il sonde les systèmes existants d'UVLS installés sur le réseau de production-transport d'électricité, pour continuer de surveiller les installations futures et soutenir les activités potentielles relatives aux normes dans ce domaine;
- ◆ diriger le Comité de planification pour qu'il sonde l'état du travail de recherche et d'élaboration portant sur des méthodes afin de déterminer précisément les caractéristiques du délestage et de produire un rapport au Conseil lors de sa réunion de novembre 2006 portant sur les résultats d'un tel travail.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 21.B :** Aucune autre mesure n'est requise.

**R21.C. Pendant son examen de la norme de planification III, qui traite de l'usage de relais, dispositifs UVLS et autres mesures de protection du réseau, le NERC devrait définir les objectifs et les principes nécessaires à l'établissement d'une approche intégrée de protection par relais des génératrices et des lignes de**

## transport et visant l'utilisation des programmes de délestage.

**Mesures prises :** À sa réunion de décembre 2005, le Comité de planification du NERC a approuvé les recommandations du Groupe de travail sur l'examen des recommandations découlant de la panne (BRRTF). Le Groupe de travail avait pour mandat de faire l'examen des 24 recommandations de l'équipe technique, dont 13 confirment ou renforcent plusieurs recommandations sur la panne du 14 août 2003 du NERC et du Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant. Le Groupe de travail a aussi élaboré une matrice d'affectation à laquelle les comités de planification et de l'exploitation devraient travailler en abordant les 24 recommandations.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 21.C :** Cette recommandation sera pleinement mise en œuvre une fois que le travail recommandé par le Comité de planification aura été effectué et approuvé par le Conseil du NERC. Le Groupe de travail félicite le NERC d'avoir adopté des mesures qui dépassent la portée des recommandations initiales.

### R22. Évaluer et adopter de meilleurs outils d'exploitation en temps réel pour les opérateurs et les coordonnateurs de la fiabilité.

Le Groupe de travail a subdivisé cette recommandation en deux composantes principales : R22.A et R22.B.

**R22.A. En plus d'exiger que son comité d'exploitation évalue les outils d'exploitation en temps réel, y compris les ressources de secours, qui sont nécessaires pour garantir la fiabilité de l'exploitation et pour la coordination de la fiabilité, le NERC devrait exiger que le comité d'exploitation, dans son rapport, porte une attention particulière à l'établissement de lignes directrices à l'intention des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité, sur l'utilisation des systèmes automatisés de visualisation topologique étendue et sur l'intégrité des données utilisées dans ces systèmes.**

**Mesures prises :** La FERC a commandité une conférence technique le 14 juillet 2004, portant

sur la TI pour la fiabilité et les marchés. Lors de cette conférence, le personnel de la FERC a présenté ses opinions relatives aux exigences minimales et aux meilleures pratiques pour un logiciel de fiabilité visant à initier des discussions au sein de l'industrie sur ce que devraient être ces capacités minimales en matière de fiabilité. Cette information a ensuite été acheminée au groupe de travail sur les meilleures pratiques en matière d'outils en temps réel (RTTBP - Real-Time Tools Best Practices Task Force) établi par le comité de l'exploitation du NERC. Le RTTBP a été créé dans le but d'accorder une attention particulière aux outils susceptibles d'améliorer la connaissance de la situation des opérateurs.

Le groupe de travail RTTBP a effectué un sondage sur les meilleures pratiques en matière d'outils de fiabilité et l'a envoyé au Lawrence Berkley National Laboratory pour que celui-ci programme un sondage sur le Web. Une copie de ce sondage a été affichée à titre informationnel. Le sondage Web a été mis à la disposition des répondants en septembre 2005, les réponses étant attendues en octobre 2005. Les domaines sur lesquels porte le sondage étaient les suivants :

- ◆ collecte de données en temps réel;
- ◆ outils de fiabilité pour la connaissance de la situation;
- ◆ pratiques d'exploitation;
- ◆ pratiques de modélisation;
- ◆ outils utilisés pour le soutien et la maintenance.

Le sondage a été conçu pour permettre aux répondants d'identifier les *meilleures pratiques* de leur centre de contrôle concernant une foule d'outils d'exploitation — analyse des contingences, flux optimal de l'énergie, contrôle de la puissance réactive, etc. Après avoir examiné les réponses au sondage, le Groupe de travail se basera sur son jugement collectif pour identifier les entités d'exploitation qui utilisent ou se proposent d'utiliser une *meilleure pratique*. Le Groupe de travail effectue une entrevue de suivi avec certains répondants afin de réunir un complément d'information sur les meilleures pratiques qu'ils ont mentionnées. Le produit final de ce projet sera une liste des *meilleures pratiques* en matière de connaissance de la situation. Le rapport final du groupe de travail RTTBP devrait être soumis au comité d'exploitation en septembre 2006. Le rapport fera des recommandations relativement aux révisions des normes existantes, à l'élaboration de

nouvelles normes et la mise au point de meilleures pratiques ou de guides d'utilisation.

Si ce projet réussit, le comité d'exploitation envisagera la possibilité de mettre à jour les *meilleures pratiques* et de constituer un groupe de travail permanent ou d'assigner la mise à jour des meilleures pratiques à l'un de ses sous-comités. Le NERC a également formé un autre groupe pour analyser la possibilité de généraliser l'élaboration des *meilleures pratiques*.

Le NERC collabore avec le département de l'Énergie des États-Unis, par l'intermédiaire du CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions), pour élaborer et réaliser le projet des vecteurs de phase dans l'Interconnexion de l'Est (EIPP - ). Comme cela s'est fait dans le système existant de mesure à zone étendue (Wide Area Measurement System) du Conseil WECC (Western Electricity Coordinating Council), le projet EIPP comprend l'installation de dispositifs de mesure à haute vitesse et d'outils d'analyse qui fourniront aux opérateurs une classe supérieure de visibilité opérationnelle et de connaissance de la situation. De telles mesures seraient incorporées aux mesures dites de *défense en profondeur* (*defense in depth*) et à un système de filet de sécurité et d'alarme, afin de réduire les risques de pannes futures.

Il existe actuellement 50 unités de mesure de vecteurs de phase (PMU) dans l'Interconnexion de l'Est, dont 20 devraient être installées en 2006. Des 50 unités de mesure de vecteurs de phase, 34 sont connectées au super concentrateur de données de vecteurs de phase (SPDC), situé dans le territoire de la Tennessee Valley Authority, et 11 attendent d'être intégrées. Les unités PMU envoient des données en temps réel au SPDC, certains des outils en temps réel étant actuellement à l'étape des essais bêta. Des travaux ont été entrepris pour incorporer un dispositif d'alarme à séparation angulaire aux outils en temps réel, afin de fournir aux coordonnateurs de la fiabilité une meilleure connaissance de la situation. Pour atteindre la capacité d'observation nécessaire, il faudra installer d'autres points de mesure dans l'ensemble de l'Interconnexion de l'Est. L'équipe EIPP collabore également avec le personnel du système de mesures à zone étendue (WAMS) du WECC, afin d'ajouter une capacité d'observabilité en temps réel dans la région du WECC. D'ici l'année prochaine, l'Interconnexion de l'Est aura une série d'outils en temps réel qui seront basés sur le projet EIPP.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 22.A :** La recommandation sera partiellement mise en œuvre lorsque l'ensemble des meilleures pratiques aura été constitué et approuvé par le Conseil du NERC. Elle sera pleinement mise en œuvre une fois que le projet EIPP aura été complété. Le NERC devrait élaborer et publier un calendrier et plan de réalisation des meilleures pratiques et du projet EIPP.

***R22.B.1. Le Comité d'exploitation devrait préparer son rapport en collaboration avec la FERC, les autorités compétentes du Canada, le DOE et les conseils régionaux. Le rapport devrait aussi exposer les mesures prises par la FERC et les organismes gouvernementaux canadiens pour fixer les exigences fonctionnelles minimales visant les opérateurs responsables d'une zone de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité.***

**Mesures prises :** Le NERC n'est pas d'accord avec la composante selon laquelle la FERC et les organismes du gouvernement canadien devraient établir leurs propres exigences fonctionnelles minimales pour les opérateurs de zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité. Le Groupe de travail accepte la position du NERC pour les raisons suivantes :

Pour démontrer que les entités inscrites auprès du NERC — coordonnateurs de la fiabilité, autorités d'équilibrage, exploitants de réseau de transport, etc. — ont toutes les compétences nécessaires pour assumer leurs fonctions respectives, le NERC est en train d'élaborer des normes de certification d'organisation, qui définiront les exigences concernant les entités inscrites. Comme ces normes seront élaborées dans le processus général d'élaboration de normes du NERC, les autorités compétentes pourront y participer. De plus, une fois que les normes obligatoires de fiabilité auront été appliquées aux États-Unis et au Canada, les autorités compétentes pourront approuver les normes de certification d'organisation ou les retourner à l'organisation de fiabilité si elles les jugent insuffisantes.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 22.B.1 :** La recommandation sera pleinement mise en œuvre lorsque le Conseil d'administration du NERC aura approuvé les normes de certification d'organisation.

**R22.B.2. La FERC, le DHS et les autorités compétentes du Canada devraient aussi exiger que les systèmes de SGE et SCADA de l'industrie soient testés et accrédités annuellement, par un organisme indépendant, pour s'assurer qu'ils répondent aux exigences minimales prévues dans la recommandation 3.**

**Mesures prises :** Le NERC s'attend à ce que les organisations de l'industrie électrique se conforment à toutes les normes de fiabilité du NERC et il certifiera ces organisations afin de s'assurer de leur conformité. Les exigences de certification et de conformité du NERC obligeront les coordonnateurs de la fiabilité, exploitants de réseau de transport et autorités d'équilibrage à se doter d'un nombre suffisant de systèmes EMS et SCADA. De plus, les vérifications de l'état de préparation en matière de fiabilité fourniront une évaluation suffisante de ces capacités. Par conséquent, le NERC ne croit pas qu'il soit nécessaire ni même approprié de confier à un organisme indépendant l'essai de ces systèmes.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 22.B.2 :** Le Groupe de travail accepte le raisonnement du NERC concernant les essais indépendants, dans la mesure où le NERC intègre explicitement ces systèmes dans ses vérifications de conformité et d'état de préparation.

## **R23. Renforcer les pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension dans toutes les régions du NERC.**

En plus de la recommandation du Groupe de travail concernant le renforcement des pratiques en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension, le Groupe de travail a subdivisé cette recommandation en deux catégories : R23.1 et R23.2.

**R23.1. Pour compléter les exigences fixées par le NERC le 10 février 2004 selon lesquelles neuf des dix conseils de fiabilité régionaux devaient réévaluer dans un délai d'un an leurs normes en matière de régulation de la puissance réactive et de la tension, et selon lesquelles l'ECAR devait terminer son examen d'ici le 30 juin 2004, le NERC devrait aussi exiger que les analyses régionales tiennent compte des**

**recommandations pour améliorer l'exploitation ou les installations et soient également assujetties à un contrôle rigoureux par les pairs, réalisé par des experts provenant de l'intérieur ou de l'extérieur des zones touchées.**

**Mesures prises :** Le sous-comité sur les questions de transport du comité de planification a fait enquête dans les régions, résumé leurs pratiques courantes et formulé des recommandations concernant des normes et procédures nouvelles ou révisées pour le contrôle de la tension et de la puissance réactive. En mai 2005, le Conseil du NERC a accepté le rapport de ce sous-comité, intitulé *Evaluation of Reactive Power Planning and Voltage Control Practices*, et entrepris un certain nombre d'actions pour mettre en œuvre les recommandations de ce rapport. De plus, certaines régions ne se sont pas contentées de répondre au sondage du NERC et ont décidé de créer des groupes de travail pour entreprendre l'élaboration de critères régionaux.

À l'occasion de sa réunion de février 2006, le Conseil d'administration du NERC a approuvé les normes visant le fonctionnement global des génératrices, la capacité nette de puissance réactive, ainsi que les données liées aux opérations de délestage en cas de sous-tension. Les normes ayant trait aux tensions et au contrôle réactif ainsi qu'au fonctionnement des génératrices visant à maintenir dans le réseau les tensions prévues sont affichées pour être étudiées avant la tenue d'un vote.

VAR-001 — Régulation de la tension et de la puissance réactive, et VAR-002 — Fonctionnement des génératrices pour maintenir dans le réseau les tensions prévues, viennent tout juste de terminer avec succès la tenue d'un premier vote. Les commentaires formulés pendant le processus de scrutin sont actuellement traités par l'équipe chargée de l'établissement des normes. Les réflexions de l'équipe au sujet des commentaires seront affichées le 29 juin, et le scrutin du nouveau tirage devrait commencer le 30 juin, et être adopté définitivement par le conseil du NERC au cours de sa réunion en août 2006.

FirstEnergy

- ◆ Fin des tests d'essai et de validation des capacités réactives des génératrices
- ◆ Installation d'environ 1 300 MW de délestage des charges sous tension dans 33 endroits avant l'été 2005

- ◆ Mise en œuvre de marges améliorées (au moins 50 MW) au niveau des interfaces d'analyse de la stabilité de tension

Les régions ont effectué des études de présélection du délestage des charges sous tension (UVLS) conformément à la recommandation 21b. Ces études ont eu recours à des méthodes diverses et le délestage des charges sous tension existant a été installé pour diverses raisons. Le sous-comité sur les questions de transport du NERC étudie en ce moment l'industrie sur les détails des systèmes de délestage existants et leurs justifications. Le NERC proposera des directives pour toute étude future à ce sujet afin d'inciter à une analyse complète et globale en coordination avec d'autres systèmes de délestage (comme le UFLS). Le Groupe de travail du NERC sur la protection et la régulation du système, conjointement avec le sous-comité sur les questions de transport, travaille actuellement à l'élaboration de directives sur une analyse « poussée sur la défense » grâce à la coordination de la protection de la production et de la transmission avec les systèmes UVLS et UFLS dans le but d'améliorer la résilience du réseau.

En outre, l'ECAR a engagé un vendeur pour qu'il mène une étude sur la tension/puissance réactive afin de permettre l'établissement de critères régionaux en matière de tension/puissance réactive. Le rapport final du vendeur a été achevé le 10 octobre 2005.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 23.1 :** Cette recommandation sera pleinement mise en œuvre une fois que le Conseil d'administration du NERC aura approuvé les normes à ce sujet.

**R23.2. Le Groupe de travail a aussi recommandé que la FERC et les autorités compétentes du Canada exigent que tous les tarifs ou contrats de vente d'électricité comprennent des clauses spécifiant que les producteurs d'électricité peuvent être appelés à fournir ou à augmenter leur puissance réactive en sortie, au besoin, aux fins de la fiabilité, et qu'ils seront dédommés de toute perte de revenu associée à une diminution des ventes de puissance réelle attribuable à**

## **L'augmentation exigée de production de puissance réactive.**

**Mesures prises :** Toutes les autorités provinciales de réglementation du Canada ont mis en place des processus garantissant que les génératrices fournissent le complément VAR requis, sous la commande des opérateurs de système. Aux États-Unis, le 24 juillet 2003, la FERC a publié une ordonnance pour de grosses génératrices (>20MW) qui sont interreliées à un système de transmission des services publics<sup>72</sup>. Une ordonnance ultérieure pour de petites génératrices a été publiée le 5 mars 2004<sup>73</sup>. Les ordonnances spécifiaient que pour conserver la fiabilité, les génératrices interreliées peuvent être appelées à fournir une puissance réactive accrue, et être compensées pour celle-ci, si le fournisseur de transmission le demandait pour des raisons de fiabilité.

En plus, le personnel de la FERC a dirigé un atelier le 8 mars 2005 pour discuter des enjeux soulevés dans le rapport du personnel de la FERC à propos de l'approvisionnement en puissance réactive pour l'approvisionnement de la nation en énergie en vrac<sup>74</sup>. L'atelier comprenait des représentants de l'industrie.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 23.2 :** Aucune autre mesure n'est requise.

## **R24. Améliorer les données de modélisation du réseau et les pratiques d'échange de données.**

**Pour compléter les exigences établies par le NERC le 10 février 2004 selon lesquelles les conseils régionaux devaient établir et appliquer des critères de validation des données utilisées dans les modèles de propagation du courant, en faisant une analyse comparative entre les données des modèles et le rendement réel des systèmes, et selon lesquelles les données de modélisation validées devaient être échangées entre les régions aux fins de la planification et de l'exploitation fiable du réseau, la FERC et les autorités compétentes du Canada devraient exiger que tous les producteurs d'électricité, sans égard à la propriété, recueillent et soumettent leurs données au NERC au moyen d'un modèle approuvé par les organismes de réglementation.**

<sup>72</sup> Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedures (Order 2003), 104 FERC ¶ 61,103 (2003).

<sup>73</sup> Standardization of Generator Interconnection Agreements and Procedures (Order 2003-A), 106 FERC ¶ 61,220 (2004).

<sup>74</sup> Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption, Staff Report, Docket No. AD05-1-000, 4 février 2005.

**Mesures prises** : Lors de sa réunion de février 2006, le conseil du NERC a approuvé deux normes concernant la modélisation du système et des exigences pour les rapports sur les données : *Verification of Generator Gross and Net Real Power Capability, and Verification of Generator Gross and Net Reactive Power Capability*. Lors de sa réunion de mai 2006, le conseil du NERC a approuvé deux autres normes qui traitent de la modélisation du système et des exigences pour les rapports sur les données : *Maintenance and Distribution of Dynamics Data Requirements and Reporting Procedure and Documentation of Data Reporting Requirements for Actual et Forecast Demands, Net Energy for Load, and Controllable Demand-Side Management*; ces deux normes sont entrées en vigueur le 2 novembre 2006.

Les nouvelles normes, de même que celles approuvées précédemment en février 2005 par le conseil du NERC dans le cadre des normes de version 0, constituent un ensemble complet de normes pour un système stable et dynamique pour les rapports, la modélisation et la simulation, ainsi que la validation de la modélisation. Ces normes donnent suite à cette recommandation.

Deux autres normes — *Verification and Modeling of Generator Excitation Systems and Voltage Controls et Verification and Status of Generator Frequency Response* sont en cours d'essai.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 24** : Aucune autre action n'est requise de la part du NERC. La recommandation sera entièrement mise en œuvre lorsque les normes seront approuvées par le FERC et les autorités compétentes au Canada. Les organismes de réglementation approuveront les normes proposées par l'ERO ou demanderont que ces dernières soient raffinées davantage.

Les données sur les génératrices ne constituent qu'une partie de l'ensemble complexe des données qui sont nécessaires pour modéliser correctement les performances du réseau. Le Groupe de travail reconnaît que la modélisation du réseau d'électricité est une tâche complexe qui nécessite un travail constant et le développement permanent de nouvelles technologies. Pour cette raison, le Groupe de travail encourage le NERC à accélérer sa collaboration avec les régions et avec l'industrie afin d'élaborer de meilleures méthodologies de modélisation, comprenant des processus améliorés de collecte et de validation des données, et à incorporer ces méthodologies dans ses nouvelles normes de modèle de développement.

## **R25. Le NERC devrait réévaluer son processus d'établissement des normes de fiabilité et accélérer l'adoption de normes exécutoires.**

Les quatre composantes de cette recommandation, désignées A, B, C et D, ont été prises en charge simultanément par le NERC. Ce sont :

**R25.A. Le NERC devrait réexaminer l'ensemble de ses normes, directives, etc. afin de relever les plus importantes et de s'assurer que toutes les préoccupations justifiant des normes seront abordées dans le plan d'établissement des normes.**

**R25.B. Le NERC devrait réexaminer le plan pour s'assurer que les normes ou directives les plus importantes ou les plus désuètes seront revues tôt dans le processus.**

**R25.C. Le NERC devrait utiliser les dispositions existantes comme point de départ, se concentrer sur ce qui doit être amélioré et intégrer les points relatifs à la conformité et à l'état de préparation dans le processus de rédaction.**

**R25.D. Le NERC devrait réexaminer le processus de demande d'autorisation de normes pour déterminer si pour chacune des normes, un examen ou une modification est plus approprié que la rédaction d'un nouveau texte.**

**Mesures prises** : À sa réunion du 15 juin 2004, le Conseil du NERC a adopté un plan accéléré de reformulation de ses normes de fiabilité existantes en des termes clairs et faciles à appliquer — soit les normes de version 0. Le Conseil a adopté ces normes à sa réunion de février 2005, en spécifiant le 1<sup>er</sup> avril 2005 comme date d'entrée en vigueur des normes. De plus, à sa réunion du 2 août 2005, le Conseil du NERC a approuvé un certain nombre de révisions importantes au manuel intitulé. Ces révisions avaient pour but de rationaliser et de clarifier le processus d'élaboration de normes et de répondre directement à la recommandation 25 du *Rapport final sur la panne de rapport du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada* du Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant.

Le NERC est responsable séparément de l'évaluation du personnel de la FERC, des normes de fiabilité que le NERC a intégrées à sa demande d'ERO, et participera à la conférence technique prévue pour juillet 2006.

En outre, comme nous l'avons mentionné dans un certain nombre des recommandations qui précèdent, les groupes de travail du NERC sont en train de déterminer les meilleures pratiques dans plusieurs domaines, ce qui pourrait entraîner la mise à jour de normes existantes ou l'élaboration de normes dans de nouveaux domaines.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 25 :** Aucune autre mesure n'est requise<sup>75</sup>.

### **R26. Resserrer les protocoles de communication, en particulier pour les communications pendant les alertes et les urgences. Mettre à niveau le matériel du système de communication, le cas échéant.**

**Mesures prises :** Le NERC a installé un nouveau pont de conférence et approuvé un nouvel ensemble de procédures et protocoles de ligne directe pour les appels provenant des coordonnateurs de la fiabilité.

Le NERC est également en train de mettre à niveau le RCIS (Reliability Coordinator Information System). Il s'agit d'un système de messagerie en ligne et en temps réel, qui relie tous les coordonnateurs de la fiabilité et un grand nombre de zones de contrôle. Ce système sert à diffuser les alertes en cas d'urgence, les informations sur les erreurs de zone de contrôle (ACE — Area Control Error), la fréquence et certaines catégories de panne. Il sera constamment mis à niveau, pour suivre l'évolution des technologies. Le RCIS a déjà bénéficié d'une mise à niveau mineure, d'autres travaux étant prévus pour le courant de l'année.

La liaison SDX (System Data Exchange) a été grandement améliorée depuis août 2003, notamment en ce qui concerne les téléchargements horaires des données sur les pannes. Les téléchargements sont maintenant en grande partie automatisés et les données SDX sont automatiquement transférées au RCIS. La plus grande partie de ce travail a été effectuée avant juin 2004.

<sup>75</sup> **Nota :** Cette recommandation portait essentiellement sur un examen approfondi et une amélioration du processus d'élaboration de normes par le NERC. Elle n'englobait pas l'élaboration de nouvelles normes dans les domaines où un tel travail pourrait être nécessaire. Rapport au Conseil d'administration du NERC, 1<sup>er</sup> novembre 2005, p. 26.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 26 :** Aucune autre mesure n'est requise.

### **R27. Établir des normes exécutoires pour la valeur nominale des lignes de transport d'énergie. Le NERC devrait établir des exigences claires et sans ambiguïté pour calculer la valeur nominale des lignes de transport (y compris la valeur dynamique) et exiger que toutes les lignes de transport de 115 kV ou plus soient réévaluées d'après ces exigences, d'ici le 30 juin 2005.**

**Mesures prises :** Lors de sa réunion de février 2006, le conseil d'administration du NERC a approuvé les normes suivantes associées aux catégories de services : *Facility Ratings Methodology* (entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2006), *Establish and Communicate Facility Ratings* (entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2006), *Transfer Capability Methodology* (entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> mai 2006) et *Establish and Communicate Transfer Capabilities* (entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2006).

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 27 :** Aucune autre mesure n'est requise du/de NERC. Cette recommandation sera pleinement mise en œuvre une fois que la norme aura été approuvée par la FERC et les autorités compétentes au Canada. Les organismes de réglementation pourraient approuver la norme proposée par l'ERO ou la renvoyer à l'ERO pour l'approfondir davantage.

### **R28. Exiger l'emploi d'enregistreurs de données synchronisés.**

Dans ses recommandations du 10 février 2004, le NERC a demandé aux conseils régionaux d'établir des critères régionaux, avant la fin de l'année, pour l'application d'enregistreurs de données synchronisés dans les principales centrales et sous-stations.

Le Groupe de travail a appuyé énergiquement cette exigence, mais il a recommandé une approche élargie, basée sur les quatre composantes suivantes :

### **R28.A. La FERC et les autorités compétentes du Canada devraient exiger l'emploi d'enregistreurs de données synchronisés par des signaux provenant du système de positionnement par satellite (GPS) sur tous les types d'installation dont les données pourraient être utiles pour l'examen de perturbations ou pannes ultérieures.**

**Mesures prises :** Ces exigences ont été entérinées par le NERC, les conseils de fiabilité régionaux et l'industrie en général, comme le montre le travail décrit aux paragraphes R28.B et R28.C.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 28.A :** Aucune autre mesure n'est requise pour mettre en œuvre cette recommandation. Cependant, le Groupe de travail attend le déploiement à grande échelle de meilleurs appareils de lecture-écriture prévue après la mise en œuvre de R28.B et R28.C.

**Le NERC s'est occupé simultanément des recommandations R28.B et R28.C.**

### **R28.B. Le NERC, les coordonnateurs de la fiabilité, les zones de contrôle et les propriétaires de lignes de transport devraient déterminer les endroits où des enregistreurs de perturbations électriques haute vitesse sont requis sur le réseau et s'assurer qu'ils seront installés d'ici le 31 décembre 2004.**

### **R28.C. Le NERC devrait établir des protocoles d'enregistrement des données.**

**Mesures prises :** Le groupe de travail sur la dynamique des interconnexions (IDWG – Interconnection Dynamics Working Group) a examiné les normes du NERC sur la surveillance des perturbations, de même que les pratiques dans l'ensemble des interconnexions, et a conclu que les normes DME du NERC et les exigences régionales connexes étaient insuffisantes. En conséquence, l'IDWG a élaboré un ensemble de recommandations concernant des améliorations spécifiques et les a incluses dans son rapport, intitulé *Review of Regional Disturbance Monitoring Equipment*, qui tient compte simultanément des recommandations du NERC et de celles du Groupe de travail. Le comité de planification a approuvé le rapport du groupe IDWG à sa réunion de mars 2005 et le Conseil du NERC l'a accepté à sa réunion de mai 2005.

Le Groupe de travail reconnaît que son objectif du 31 décembre 2004 pour la fin des travaux n'était pas réaliste, vu la quantité de travail à faire.

Deux nouvelles normes — *Define Regional Disturbance Monitoring and Reporting Requirements* et *Disturbance Monitoring Equipment Installation and Data Reporting* — ont été affichées pendant une période de 30 jours avant d'être votées pour être étudiées jusqu'au 14 juin 2006.

En outre, une nouvelle norme proposée qui sera ébauchée en 2006 et approuvée en 2007, établira les exigences de la surveillance et l'enregistrement en temps réel du rendement du système à l'aide d'appareils de mesure de vecteurs de phase. La panne d'août 2003 a prouvé l'importance de tels appareils pour analyser les causes et les modes d'échec des principales perturbations du réseau (voir recommandations 28.B et C).

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 28.B et C :** Ces recommandations seront pleinement mises en œuvre une fois que la norme aura été approuvée par le NERC et les autorités compétentes au Canada. Les organismes de réglementation pourraient approuver la norme proposée par l'ERO ou la renvoyer à l'ERO pour l'approfondir davantage.

### **R28.D. La FERC et les autorités compétentes du Canada doivent s'assurer que les investissements requis pour satisfaire à cette recommandation, pourront être récupérés par l'intermédiaire des tarifs de transport.**

**Mesures prises :** La FERC et les autorités compétentes du Canada ont réglé cette question par des interventions plus générales (voir l'analyse sous R4, p.13).

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 28.D :** Aucune autre mesure n'est requise.

### **R29. Évaluer et diffuser les leçons tirées lors du rétablissement du réseau.**

**Mesures prises :** En réponse à une directive du Conseil du NERC, les régions ECAR, NPCC et MAAC ont chacune préparé un rapport décrivant comment leurs opérateurs ont réussi à rétablir le réseau de production-transport d'électricité dans leur région après la panne. Ces rapports comprenaient des recommandations visant à améliorer l'état de préparation et le processus de rétablissement du réseau. Toutes les régions sont en train

d'examiner leurs plans et procédures de départ à zéro et de rétablissement du réseau, afin d'y apporter les modifications nécessaires.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 29 :** Aucune autre mesure n'est requise.

### **R30. Préciser les critères d'identification des installations essentielles sur le plan opérationnel et améliorer la diffusion de renseignements mis à jour sur les arrêts de service imprévus.**

Le NERC devrait collaborer avec les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité pour préciser les critères d'identification des installations essentielles dont l'état de fonctionnement influe sur la fiabilité des réseaux voisins et améliorer les mécanismes de communication des renseignements sur les arrêts de service imprévus de ces installations, de manière à pouvoir les fournir en temps quasi réel.

**Mesures prises :** Le groupe de travail sur la définition des limites opérationnelles (OLDTF – Operating Committee's Operating Limits Definition Task Force), qui relève du comité d'exploitation du NERC, a rédigé un document technique provisoire qu'utilisent actuellement les coordonnateurs de la fiabilité. Ce document montre comment atteindre l'excellence en matière de fiabilité du réseau, en appliquant les normes de fiabilité aux valeurs IROL (Interconnection Reliability Operating Limits). Il comprend une définition du terme installation ou élément critique, couvrant aussi bien les valeurs SOL que IROL. Le comité d'exploitation du NERC se penchera sur le document technique au cours de sa réunion en septembre 2006 et devrait le finaliser et l'approuver d'ici la fin de la même année pour sa mise en application et son utilisation par les coordonnateurs de la fiabilité. Quelques révisions au sujet des normes concernées seront apportées début 2007.

Le document, intitulé *Reliability Coordinator Reference Document – System Data Exchange (SDX) – Eastern Interconnection Only*, définit la méthode et la fréquence à employer pour soumettre les données opérationnelles requises pour les calculs ATC; il décrit l'application TLR du NERC et le calculateur IDC (Interchange Distribution

Calculator), et il contient des études sur le système de transport d'énergie<sup>76</sup>.

Pour la diffusion de ce document, il a fallu tenir compte du risque de divulgation accidentelle d'information critique sur l'infrastructure énergétique (CEII).

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 30 :** Terminer et faire approuver le document technique IROL, en veillant à ce qu'il soit correctement interprété et utilisé.

### **R31. Préciser que le processus d'allègement de la charge de transport (TLR) ne doit pas être utilisé dans des situations comportant une dérogation à une limite de sûreté de fonctionnement. Rationaliser le processus TLR.**

**Mesures prises :** Pour mettre en œuvre cette recommandation, le comité d'exploitation du NERC a reformulé un certain nombre des politiques d'exploitation du NERC, et ces changements ont été incorporés à la norme IRO-006-1, *Reliability Coordination-Transmission Loading Relief*, qui fait partie des normes de fiabilité transmises à la FERC et aux autorités concernées au Canada le 4 avril 2006.

Le NERC estime que les exploitants de transport et les coordonnateurs de la fiabilité comprennent tout à fait que le processus TLR n'est pas la seule façon de réduire la violation des valeurs SOL et IROL, et que les normes actuelles à ce sujet sont adaptées et nécessaires pour assurer la protection de la fiabilité des réseaux de production-transport.

Le NERC estime également que le processus TLR dans IRO-006-1 pourrait être un outil approprié parmi de nombreux autres que les exploitants de transport et les coordonnateurs de la fiabilité de l'Eastern Interconnection peuvent utiliser afin d'éviter de dépasser une valeur SOL ou IROL, ou réduire les risques de contrevenir à une des ces valeurs existantes. Il est évident que les exploitants ne devraient pas permettre les contraintes de temps du processus TLR limiter d'autres mesures mieux adaptées en cas de situation d'urgence, comme une redistribution, une reconfiguration, une baisse de la tension, un délestage des charges ou d'autres mesures.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 31 :** La question du caractère

<sup>76</sup> [ftp://www.nerc.com/pub/sys/all\\_updl/oc/opman/RCCRef.doc](ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/oc/opman/RCCRef.doc).

adéquat de la norme de fiabilité IRO-006-1 du NERC sera établie au cours du processus d'examen des normes de fiabilité entre l'ERO et les autorités concernées. Cette recommandation sera pleinement mise en œuvre une fois que la norme aura été approuvée par la FERC et les autorités compétentes au Canada. Les organismes de réglementation pourraient approuver la norme proposée par l'ERO ou la renvoyer à l'ERO pour l'approfondir davantage.

### **Groupe III : Recommandation visant à renforcer la sécurité physique et cybernétique des réseaux de production-transport d'électricité en Amérique du Nord : Recommandations 32-44**

**Résumé :** Les recommandations de cette section du rapport traitent simultanément de la sécurité physique et cybernétique des réseaux électriques d'Amérique du Nord.

Aux États-Unis, la loi sur la politique énergétique de 2005 (*Energy Policy Act of 2005*) a créé le cadre juridique pour la certification par la FERC de l'ERO. Cette organisation sera chargée d'élaborer les normes de sécurité physique et cybernétique qui deviendront exécutoires aux États-Unis une fois qu'elles auront été approuvées par la FERC. Au Canada, le Conseil des ministres de l'énergie (fédéral-provincial-territorial) a appuyé les recommandations du Groupe de travail sur la mise en place de normes obligatoires, et a confié à un groupe de travail la tâche d'élaborer, en collaboration avec les principaux intervenants, un cadre de travail garantissant que les normes de fiabilité des deux pays seront identiques ou compatibles. L'élaboration de nouvelles directives de sécurité pour contribuer à la protection de l'infrastructure électrique a été l'un des principaux domaines d'activité du comité CIPC (Critical Infrastructure Protection Committee) du NERC et cette tâche sera reprise de façon assidue par l'ERO.

#### **R32. Mettre en œuvre les normes de TI du NERC.**

**Le Groupe de travail recommande que les normes du NERC relatives à la sécurité physique et cybernétique soient intégrées à l'ensemble des normes qui deviendront obligatoires et auront force de loi en vertu de la recommandation n° 1.**

Cette recommandation est divisée en deux composantes :

#### **R32.A. Le NERC doit vérifier si les industries du secteur ont appliqué la norme 1200 portant sur les mesures urgentes ainsi que compléter et mettre en œuvre la norme 1300 [CIP-002-1 à CIP-009-1] sur la fiabilité et la sécurité cybernétique et s'assurer que les membres s'y conforment. Il doit aussi prendre les mesures nécessaires pour mieux communiquer et faire observer ces normes.**

**Mesures prises :** Le NERC est le chef de file dans ce domaine, de même que l'un des principaux intervenants dans les efforts visant à garantir la fiabilité, l'adéquation et la sécurité du système de production-transport d'énergie en Amérique du Nord. Les représentants des entités canadiennes du réseau de production-transport d'électricité participent activement au Groupe de travail sur la protection des infrastructures critiques de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) et au Comité de protection des infrastructures critiques (CIPC) du NERC. Ce groupe de travail et ce comité ont pour mandat l'élaboration, l'amélioration continue et la promotion de l'adoption de mesures de sécurité physique et cybernétique.

La norme sur les mesures urgentes de sécurité cybernétique a été créée par le NERC en août 2003 et définit des exigences dans les domaines suivants :

- ◆ stratégie et gouvernance de sécurité d'entreprise;
- ◆ évaluation périodique des risques et vulnérabilités;
- ◆ surveillance et contrôle des accès;
- ◆ vérification des antécédents des employés;
- ◆ responsabilisation claire sur les questions de sécurité physique et cybernétique.

Le 2 mai 2006, le Conseil du NERC a voté en faveur des normes CIP-002 à CIP-009 sur la protection des infrastructures critiques. Ces normes sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2006, date à laquelle la norme 1200 portant sur les mesures urgentes a été supprimée.

Outre les exigences mentionnées précédemment, la norme permanente de sécurité cybernétique traitera des questions suivantes :

- ◆ classification de l'information et des données en fonction du degré de confidentialité;
- ◆ identification et protection des biens cybernétiques qui sont essentiels au fonctionnement fiable des réseaux de production-transport d'électricité;
- ◆ systèmes de contrôle de processus et systèmes d'acquisition de données et de surveillance (SCADA — Supervisory Control and Data Acquisition Systems).

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 32.A :** Le Conseil d'administration du NERC a approuvé la norme permanente de sécurité cybernétique. En date du 29 juin 2006, les normes CIP-002 à CIP-009 n'avaient toujours pas été transmises par le NERC à la FERC pour approbation à titre de normes sur la fiabilité. Quand ces normes auront été soumises, la FERC entamera le processus de commentaires publics et déterminera si les normes devraient être acceptées et approuvées.

### R.32.B. Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité doivent appliquer les normes actuelles et à venir, élaborer et mettre en œuvre des pratiques exemplaires et des politiques de gestion de la sécurité informatique ainsi que valider et autoriser des contrôles visant la propriété et les limites des systèmes automatisés du SGE.

**Mesures prises :** Le groupe de diffusion (Outreach Working Group) du Comité de protection des infrastructures critiques (CIPC) du NERC a organisé trois ateliers pour aider les membres à se conformer à la norme sur les mesures urgentes du NERC.

Cette norme exigeait que la conformité soit en grande partie achevée le 1<sup>er</sup> janvier 2004 et ment achevée le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Le groupe CEP du NERC a terminé au début de 2005 sa deuxième tournée de surveillance de la conformité à la norme 1200 de sécurité cybernétique (norme provisoire). Comme les résultats de cette tournée entrent dans la catégorie d'information critique sur les infrastructures énergétiques, ils ont été

**Tableau 3.3 : Sommaire de l'état de mise en œuvre des recommandations 32-44**

Recommandation	Pleinement mise en œuvre	En attente d'approbation réglementaire <sup>a</sup>	Pas encore pleinement mise en œuvre	Entité responsable
R32A		x		NERC
R32B		x		Zones de contrôle et coordonnateurs de fiabilité
R33		x		Zones de contrôle et coordonnateurs de fiabilité
R34		x		Zones de contrôle et coordonnateurs de fiabilité
R35		x		Zones de contrôle et coordonnateurs de fiabilité
R36	x			Organismes fédéraux du Canada et des États-Unis
R37		x		Zones de contrôle et coordonnateurs de fiabilité
R38		x		Personnel de TI et EMS
R39		x		Zones de contrôle et coordonnateurs de fiabilité, secteurs privé et public
R40	x			Zones de contrôle et coordonnateurs de fiabilité, NERC
R41		x		NERC
R42	x			Secteurs privé et public
R43		x		Entreprises
R44		x		Secteurs privé et public
<b>Totaux</b>	<b>3</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	

<sup>a</sup> Ces recommandations seront pleinement mises en œuvre une fois qu'une ERO aura été établie et/ou que les normes de fiabilité pertinentes auront été approuvées par le FERC et par les autorités compétentes au Canada. Après la certification d'une ERO, l'ERO sera l'entité responsable des recommandations qui seront mises en œuvre avec l'élaboration d'une norme. Voir texte pour plus de détails.

soumis confidentiellement au comité de conformité du Conseil.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 32.B.** : L'élaboration de nouvelles directives de sécurité pour contribuer à la protection de l'infrastructure électrique, comprenant la diffusion des meilleures pratiques et la formation à ce sujet, a été un domaine d'activité permanente pour le CIPC du NERC et demeurera une activité permanente pour l'ERO. En effet, l'ERO assumera un rôle de surveillance et de production de rapports en ce qui concerne la mise en œuvre des recommandations. Comme il s'agit d'une question de sécurité des infrastructures critiques, RNCan et le DOE, en collaboration avec les principaux intervenants, continueront de surveiller la situation et la mise en œuvre des nouvelles normes par l'industrie. Cette fonction s'inscrit dans leurs responsabilités permanentes de protection de l'infrastructure critique de transport transfrontalier d'énergie.

### **R33. Établir et déployer les procédures de gestion des TI.**

**Le personnel de soutien des TI et du SGE des zones de contrôles et des coordonnateurs de la fiabilité doit établir des procédures relatives au développement, à la mise à l'essai, à la configuration et à la mise en œuvre des systèmes automatisés du SGE. Il doit aussi définir et communiquer aux fournisseurs de façon suivie les exigences relatives aux performances et à la sécurité de l'information. Les fournisseurs doivent s'assurer que les mises à niveau, les ensembles de mises à niveau provisoires et les correctifs du système sont rendus accessibles aux opérateurs de réseaux, en temps opportun.**

**Mesures prises** : Le 2 mai 2006, le Conseil du NERC a voté en faveur des normes CIP-002 à CIP-009 sur la protection des infrastructures critiques. Ces normes sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2006, date à laquelle la norme 1200 portant sur les mesures urgentes a été supprimée. Le 29 juin 2006, les normes CIP-002 à CIP-009 n'avaient pas été soumises par le NERC à la FERC pour approbation à titre de normes sur la fiabilité. Lorsque ces normes seront soumises, la FERC entamera le processus de commentaires publics, et déterminera si les normes devraient être acceptées et approuvées.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 33** : Cette recommandation

sera pleinement mise en œuvre dans le cadre de l'élaboration d'une norme permanente de sécurité cybernétique (voir R32.A).

### **R34. Établir les stratégies et la gouvernance de la sécurité des TI au niveau de l'organisation.**

**Les zones de contrôle, les coordonnateurs de la fiabilité ainsi que les autres organismes associés au réseau, doivent avoir une stratégie, un modèle de gouvernance et une architecture de sécurité, planifiés et documentés des systèmes automatisés du SGE.**

**Mesures prises** : La norme sur les mesures urgentes de sécurité cybernétique du NERC, qui est en application depuis août 2003, comprend des exigences sur la stratégie et la gouvernance de la sécurité d'entreprise.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 34** : La mise en œuvre complète de cette recommandation se poursuit actuellement. Le NERC a concentré son attention sur les systèmes TI qui servent au contrôle et à la surveillance des systèmes électriques et de leurs composants. Le comité CIPC du NERC s'efforce continuellement d'améliorer et de promouvoir l'application des mesures de sécurité physique et cybernétique. De plus, le NERC est en train d'élaborer des normes permanentes de sécurité cybernétique qui comprendront des exigences sur la stratégie et la gouvernance de sécurité de l'entreprise. Ces normes devraient être en place en 2006. (Voir les mesures requises pour les recommandations 32.A et 32.B.)

### **R35. Mettre en œuvre des contrôles de gestion de l'état des systèmes, de surveillance du réseau et de gestion des incidents.**

**Le personnel de soutien des TI et du SGE doit mettre en œuvre des contrôles techniques pour détecter les incidents réseau et système, y réagir et rétablir les systèmes. Les opérateurs de réseau, les répartiteurs, le personnel de soutien des TI et du SGE doivent être équipés d'outils et avoir reçu une formation leur permettant de s'assurer que la santé des systèmes TI est contrôlée et préservée.**

**Mesures prises** : Le comité CIPC du NERC appuiera le comité d'exploitation du NERC car la recommandation 35 traite principalement de l'exploitation et du contrôle de l'intégrité du

réseau TI. L'enquête sur la panne du 14 août 2003 a révélé que les exploitants du réseau et le personnel de soutien TI n'avaient pas une connaissance suffisante de l'intégrité des systèmes TI qui fournissaient des renseignements sur l'ensemble ou sur une partie du réseau. Le NERC a élaboré des normes permanentes de sécurité cybernétique qui comprendront des exigences sur la stratégie et la gouvernance de sécurité de l'entreprise. Le 2 mai 2006, le Conseil du NERC a voté en faveur des normes CIP-002 à CIP-009 sur la protection des infrastructures critiques. Ces normes sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2006, date à laquelle la norme 1200 portant sur les mesures urgentes a été supprimée. Le 29 juin 2006, les normes CIP-002 à CIP-009 n'avaient pas été soumises par le NERC à la FERC pour approbation à titre de normes sur la fiabilité. Lorsque ces normes seront soumises, la FERC entamera le processus de commentaires publics, et déterminera si les normes devraient être acceptées et approuvées.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 35 :** Voir la recommandation 32.A pour les mesures visant l'établissement d'une norme permanente de sécurité cybernétique, car ces mesures sont également valables pour la mise en œuvre de la recommandation 35.

### **R36. Entamer une étude de gestion des risques États-Unis – Canada**

**En coopération avec le secteur de l'électricité, les gouvernements fédéraux devraient renforcer et étendre leur champ d'initiatives actuel en matière de gestion des risques, en entreprenant une étude bilatérale (États-Unis – Canada) portant sur les vulnérabilités des infrastructures de partage de l'électricité et les interdépendances transfrontalières. Des méthodologies communes d'évaluation des risques et des vulnérabilités devraient également être établies, en se basant sur le travail entrepris dans la phase pilote du projet conjoint États-Unis – Canada d'évaluation des vulnérabilités présentement en cours. L'utilisation de ces méthodes d'évaluation serait facilitée par les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité. Pour s'accorder avec ces initiatives, le secteur de l'électricité, en association avec les gouvernements fédéraux, devrait**

**établir de meilleures politiques et pratiques de gestion et d'atténuation des risques**<sup>77</sup>.

#### **Mesures prises :**

- ◆ Le DOE, en collaboration avec le DHS et RNCAN, est en train de planifier les évaluations futures des vulnérabilités de l'infrastructure électrique partagée et les interdépendances transfrontalières. RNCAN et le DEO d'une part, de même que le PSEPC et le DHS d'autre part, sont en train de fixer les critères de classement pour déterminer les biens et installations critiques; ces critères seront soumis à l'examen de l'industrie et un plan de travail sera ensuite établi avec les propriétaires d'installations du secteur privé — production, transport, barrages — les autorités des provinces et des états et les principaux intervenants du secteur électrique afin d'évaluer systématiquement les vulnérabilités des biens et installations sélectionnés.
- ◆ Le comité CIPC du NERC, en collaboration avec le DOE, le DHS, Sécurité publique et Protection civile Canada (SPPCC) et RNCAN, a rédigé un guide sur les méthodologies d'évaluation des risques en matière de sécurité. Ce guide décrit le contexte et les composantes de base des évaluations des risques, donne des conseils sur l'établissement d'un cadre de travail pour l'évaluation des risques et propose un certain nombre de méthodes d'évaluation qui pourraient être intégrées ou adaptées au programme d'évaluation des risques d'une organisation. La version finale de ce document, maintenant terminée, a été publiée sous le titre de *Risk-Assessment Methodologies for Use in the Electric Utility Industry*.
- ◆ Le DOE a analysé les différentes méthodologies d'évaluation des vulnérabilités et des risques *qui sont en vente sur le marché* et a rédigé un rapport qui en résume les caractéristiques, en tenant compte des questions de sécurité physique et cybernétique qui s'appliquent au secteur de l'énergie.
- ◆ RNCAN, en collaboration avec SPPCC, le DHS, le DOE et le NERC, rédigera un texte général sur les leçons apprises par suite des évaluations de vulnérabilité qui ont été effectuées en 2004,

<sup>77</sup> Même si cette recommandation portait sur la détermination des interdépendances transfrontalières, les principaux membres de l'équipe de mise en œuvre de la recommandation étaient d'avis qu'il ne s'agit pas d'un problème transfrontalier. Le fait que des biens traversent une frontière ne signifie pas nécessairement que ces biens sont essentiels à la fiabilité et à la sécurité du réseau. Ce qu'il faut déterminer plutôt, ce sont les nœuds critiques qui pourraient agir négativement sur le réseau, quelle que soit leur distance par rapport à la frontière.

conformément à l'article 21 de l'Accord Canada-États-Unis sur la frontière intelligente.

- ◆ Le NERC, en collaboration avec le DOE, le DHS et SPPCC, continuera d'élaborer des directives de sécurité afin d'améliorer la gestion des risques à l'intérieur de l'infrastructure électrique.
- ◆ Le comité CIPC du NERC a élaboré des directives d'horodatage (*Time-Stamping Guideline*) et les a mises à la disposition du comité de planification du NERC. Ces directives portent sur les sujets suivants :
  - Sécurité physique – sous-stations
  - Gestion des correctifs pour les systèmes de contrôle
  - Systèmes de contrôle – connectivité électronique aux réseaux d'affaires.
- ◆ Le NERC, le DHS et SPPCC s'échangent des rapports sur les incidents et vulnérabilités produits par l'industrie de même que des rapports sur les menaces produits par le DHS et SPPCC — comprenant des séances périodiques de breffage parrainées et autorisées par le DHS. En réponse, le NERC continue de proposer des mesures d'atténuation pour suivre l'évolution des menaces par l'application de processus de sécurité cybernétique, physique et du personnel.
- ◆ Le NERC, l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), le DOE, le DHS, SPPCC et RNCAN participent actuellement au forum IEIA (International Electricity Infrastructure), auquel participent également l'Australie, la Grande-Bretagne et la Nouvelle-Zélande. Ce forum a pour but d'exploiter les connaissances des experts dans les domaines des politiques, bonnes pratiques, technologie, recherche et développement et analyse des incidents, afin de déterminer et de corriger les vulnérabilités des infrastructures électriques et de leurs interdépendances.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 36 :** Cette recommandation demande aux deux pays d'entreprendre une étude bilatérale sur les vulnérabilités de l'infrastructure électrique partagée et sur les interdépendances transfrontalières. La première phase de cette étude a été réalisée sous forme de projet pilote par une équipe mixte Canada - États-Unis. En 2004, cette équipe a évalué les vulnérabilités des installations critiques de protection d'électricité transfrontalière, des lignes de transport et des barrages, en

collaboration avec les propriétaires des installations d'électricité du secteur privé. Ce travail a été entrepris par suite des engagements pris par les deux pays en vertu de la Déclaration sur la frontière intelligente, adoptée en décembre 2001. L'évaluation du reste des installations critiques du secteur d'électricité transfrontalier est prévue pour l'exercice financier 2005-2006 et se poursuivra par la suite, en tant que phases suivantes de l'étude. En collaboration avec les gouvernements, le comité CIPC du NERC et l'ERO — créé par la loi sur la politique énergétique de 2005 (*Energy Policy Act of 2005*) — suivront ensemble l'évolution des menaces qui de façon isolée ou séquentielle pourraient nuire à la fiabilité de l'infrastructure électrique partagée, proposeront différentes solutions de gestion des risques et l'application de processus de sécurité cybernétique, physique et de personnel. La diffusion de l'information sur les menaces se fera au moyen de rapports de l'industrie sur les menaces et incidents, de même qu'au moyen de séances de breffage parrainées par le DHS et SPPCC.

Comme cette recommandation porte sur la sécurité des infrastructures critiques, RNCAN et le DOE, en collaboration avec les principaux intervenants, continueront de surveiller la situation et la mise en œuvre des nouvelles normes par l'industrie. Ce rôle s'inscrit dans leurs responsabilités permanentes en matière de protection des infrastructures critiques du réseau transfrontalier d'énergie.

### **R37. Améliorer les capacités de contrôle et de diagnostic des TI.**

**Les zones de contrôle et les coordonnateurs devraient chercher à améliorer leurs capacités de contrôle et de diagnostic internes, s'assurer que le personnel de soutien des TI supportant les systèmes automatisés du SGE s'est familiarisé avec la conception et la mise en œuvre des systèmes et faire en sorte que le personnel de soutien des TI supportant les systèmes automatisés du SGE ait reçu une formation les habilitant à utiliser des outils d'analyse de données de contrôle et de diagnostic de correction d'erreurs.**

**Mesures prises :** Au cours de ses réunions périodiques, le comité CIPC du NERC discute des études de cas basées sur l'expérience, en traitant de l'analyse d'incidents réels de sécurité, de la rédaction des rapports et des conclusions. Les sujets abordés comprennent notamment :

- ◆ meilleures pratiques pour la saisie des preuves physiques et électroniques;
- ◆ sécurité des sous-stations;
- ◆ étude d'incidents réels de sécurité — détection, réponse, évaluation des menaces.

Le NERC veillera à ce que les membres du CIPC diffusent l'information appropriée aux intervenants de l'industrie.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 37 :** Le NERC a été le principal responsable de la mise en œuvre de la recommandation 37. L'ERO, qui prendra la relève, sera constamment actif dans ce domaine, afin de relever les nouveaux défis et de suivre l'évolution technologique. Il assumera un rôle de surveillance et de production de rapports en ce qui concerne la mise en œuvre des recommandations.

### **R38. Évaluer les risques et la vulnérabilité des TI à intervalles déterminés**

**Le personnel de soutien des TI et du SGE devrait effectuer des tâches régulières d'évaluation des risques et de la vulnérabilité sur les systèmes automatisés (y compris les applications du SGE et les systèmes d'exploitation sous-jacents) afin d'identifier les faiblesses, les zones à haut risque et établir les mesures à prendre pour atténuer les dommages, comme l'amélioration des politiques, procédures et technologies.**

**Mesures prises :** La norme sur les mesures urgentes de sécurité cybernétique du NERC, qui est en place depuis août 2003, comprend des exigences d'évaluation périodique des risques et vulnérabilités. Le NERC est en train d'élaborer des normes permanentes de sécurité cybernétique qui comprendront ces mêmes évaluations. De plus, en collaboration avec le DOE, le DHS et SPPCC, le NERC a publié un certain nombre de directives concernant la sécurité, la sûreté et la fiabilité des systèmes de contrôle de processus (PCS) et des systèmes d'acquisition de données et de surveillance (SCADA), comprenant notamment :

- ◆ sécurité cybernétique – gestion des risques;
- ◆ sécurité cybernétique – contrôles d'accès;
- ◆ sécurité cybernétique – détection des intrusions;
- ◆ sécurité cybernétique – coupe-feu TI;

- ◆ sécurisation des accès distants aux systèmes de protection et de contrôle électronique;
- ◆ gestion des correctifs pour les systèmes de contrôle;
- ◆ systèmes de contrôle – connectivité électronique aux réseaux d'affaires.

Avec plusieurs autres intervenants du secteur des infrastructures critiques, organismes gouvernementaux, fournisseurs et organismes de normalisation, le comité CIPC du NERC participe au Forum sur les systèmes de contrôle de processus, parrainé par le DHS, afin d'accélérer le développement de technologies susceptibles d'améliorer la sécurité, la sûreté et la fiabilité des systèmes PCS et SCADA.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 38 :** Le comité CIPC du NERC s'occupe en permanence d'élaborer de nouvelles directives de sécurité pour contribuer à la protection de l'infrastructure électrique et cette responsabilité sera transférée à l'ERO. Le CIPC et l'ERO poursuivront leur programme de diffusion dans le but de sensibiliser les intervenants sur les questions de sécurité informatique. Ils appuieront également les groupes du comité d'exploitation du NERC dans la mise en œuvre des normes d'exploitation obligatoires, en leur fournissant des conseils sur la planification des normes et autres directives. L'ERO assumera un rôle de surveillance et de production de rapports en ce qui concerne la mise en œuvre des recommandations. Le 2 mai 2006, le Conseil du NERC a voté en faveur des normes CIP-002 à CIP-009 sur la protection des infrastructures critiques. Ces normes sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2006, date à laquelle la norme 1200 portant sur les mesures urgentes a été supprimée. En date du 29 juin 2006, les normes CIP-002 à CIP-009 n'avaient toujours pas été transmises par le NERC à la FERC pour approbation à titre de normes sur la fiabilité. Quand ces normes auront été soumises, la FERC entamera le processus de commentaires publics et déterminera si les normes devraient être acceptées et approuvées.

### **R39. Développer une capacité de détecter les intrusions et la surveillance dans les communications sans fil et filaires à distance.**

**Le secteur privé et le secteur public doivent faciliter l'accroissement d'une capacité raisonnable de détection et de contrôle des transmissions et**

**des points d'accès sans fil et filaires distants pour toutes les zones de contrôle et tous les coordonnateurs de la fiabilité. Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité doivent aussi effectuer des vérifications périodiques pour s'assurer que leur base d'utilisation est en conformité avec les politiques et règles d'accès sans fil et filaires distants.**

**Mesures prises :** Le NERC a rédigé des directives sur la détection des intrusions portant atteinte à la sécurité cybernétique. De plus, les *normes permanentes de sécurité cybernétique du NERC* comprennent des exigences sur la surveillance et le contrôle des accès. La *norme sur les mesures urgentes de sécurité cybernétique du NERC*, qui est en place depuis août 2003, comprend des exigences sur la surveillance et le contrôle des accès. Le 2 mai 2006, le Conseil du NERC a voté en faveur des normes CIP-002 à CIP-009 sur la protection des infrastructures critiques. Ces normes sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2006, date à laquelle la norme 1200 portant sur les mesures urgentes a été supprimée. En date du 29 juin 2006, les normes CIP-002 à CIP-009 n'avaient toujours pas été transmises par le NERC à la FERC pour approbation à titre de normes sur la fiabilité. Quand ces normes auront été transmises, la FERC entamera le processus de commentaires publics et déterminera si les normes devraient être acceptées et approuvées.

Le DHS, en collaboration avec le NERC et l'industrie en général, dirige actuellement un projet pilote sur les systèmes de détection d'intrusion. Il partagera avec l'industrie les leçons apprises pendant ce projet.

En collaboration avec le secteur privé, le DOE, le DHS, SPPCC et RNCAN sont en train d'élaborer un plan directeur pour la sécurisation des systèmes de contrôle du secteur énergétique (*Roadmap to Secure Control Systems in the Energy Sector*). Le but de ce document est de déterminer les risques et les besoins de l'industrie afin d'améliorer la sécurité des systèmes de contrôle. Il servira à coordonner les travaux du gouvernement fédéral, de l'industrie, des universités, fournisseurs et laboratoires nationaux, à favoriser la collaboration et à mieux attribuer les ressources entre tous les intervenants.

Les systèmes de contrôle sont le système nerveux de l'infrastructure électrique. La sécurité et le bon fonctionnement des systèmes actuels dépendent fortement des systèmes de télécommunications (filaires et sans fil). Par conséquent, le secteur des télécommunications sera invité à participer à

l'élaboration du *plan directeur*. Les secteurs de l'électricité et des télécommunications collaborent également au sein d'un groupe de travail qui étudie les interdépendances entre les deux secteurs.

Le NERC et le nouvel ERO, en collaboration avec le DOE, le DHS et SPPCC, continuent d'échanger de l'information et de collaborer avec la communauté des fournisseurs afin de déterminer et de corriger les problèmes de sécurité relatifs à l'infrastructure électrique.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 39 :** Aucune autre mesure n'est requise. Cependant, la résolution des problèmes de sécurité et la réponse aux nouveaux défis nécessiteront en permanence des efforts considérables.

#### **R40. Contrôler l'accès à l'équipement sensible sur le plan opérationnel.**

**Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité doivent établir des politiques et des procédures strictes afin de contrôler l'accès à l'équipement sensible et/ou aux zones de travail.**

**Mesures prises :** En collaboration avec le DOE, le DHS et SPPCC, le NERC a élaboré des directives sur la sécurité physique des sous-stations (*Physical Security – Substations*), afin de régler les problèmes d'accès; il a également publié, sous le titre de *Control System – Business Network Electronic Connectivity*, un document qui traite de l'accès aux équipements et zones de travail sensibles. De plus, les membres du CIPC appuient fortement l'élaboration par le NERC d'une norme permanente sur les problèmes d'accès. En collaboration avec le DOE, le DHS et SPPCC, le NERC continuera d'élaborer de nouvelles directives de sécurité, d'améliorer les directives de sécurité existantes et de fournir une formation en ce qui concerne ces directives.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 40 :** Aucune autre mesure n'est requise.

#### **R41. Le NERC doit fournir des directives pour le contrôle des références des employés.**

**Le NERC doit fournir des directives pour la mise en œuvre de ses normes recommandées de contrôle des références. Les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité doivent revoir**

**leurs politiques de contrôle des références pour s'assurer qu'elles sont suffisamment efficaces.**

**Mesures prises :** La norme sur les mesures urgentes de sécurité cybernétique du NERC, qui est en place depuis août 2003, comprend des exigences relatives à la vérification des antécédents des employés. Le NERC a depuis élaboré des normes permanentes de sécurité cybernétique qui traitent également de cette question et qui comprennent des renvois aux bonnes pratiques de l'industrie dans ce domaine. Le 2 mai 2006, le Conseil d'administration du NERC a voté en faveur des normes CIP-002 à CIP-009 sur la protection des infrastructures critiques. Ces normes sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2006, date à laquelle la norme 1200 portant sur les mesures urgentes a été supprimée. En date du 29 juin 2006, les normes CIP-002 à CIP-009 n'avaient toujours pas été transmises par le NERC à la FERC pour approbation à titre de normes sur la fiabilité. Quand ces normes auront été soumises, la FERC entamera le processus de commentaires publics et déterminera si les normes devraient être acceptées et approuvées.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 41 :** Cette recommandation sera mise en œuvre une fois que la norme aura été approuvée par la FERC et les autorités compétentes au Canada. Les organismes de réglementation pourraient approuver la norme proposée par l'ERO ou la renvoyer à l'ERO pour l'approfondir davantage.

## **R42. Confirmer le centre Electricity Sector Information Sharing and Analysis Center (ES-ISAC) du NERC comme point central de communication des renseignements et des données d'analyse sur la sécurité.**

**L'ES-ISAC (centre d'analyse et de communication des renseignements du secteur de l'électricité) du NERC doit être reconnu comme le point central de contact pour le signalement et l'analyse d'incidents concernant la sécurité dans le secteur de l'électricité. Les politiques et protocoles relatifs au signalement des incidents d'ordre physique et cybernétique devront être établis ultérieurement, y compris un mécanisme de contrôle de conformité. Il faut aussi établir des normes uniformes régissant le compte-rendu et la communication de renseignements sur les incidents de sécurité matériels et cybernétiques dans les secteurs privés et publics.**

**Mesures prises :** Le comité exécutif du CIPC est responsable de la gouvernance du centre ES-ISAC du NERC. En tant que conseil de coordination du secteur électrique (Electricity Sector Coordinating Council), ce comité fournit des conseils au DHS et à d'autres organismes du gouvernement fédéral en ce qui concerne la protection des infrastructures critiques et autres questions. Le comité exécutif du CIPC comprend un représentant canadien. En consultation avec d'autres comités du NERC, le CIPC recherche de nouveaux moyens d'augmenter la participation canadienne. Le centre ES-ISAC a mis en place des directives et des procédures normalisées pour la déclaration des menaces et incidents qui compromettent la sécurité physique et cybernétique des entreprises, des organismes qui analysent et partagent les informations propres au secteur privé (y compris les centres ISAC d'autres secteurs), des organismes de maintien de l'ordre et autres organismes gouvernementaux. Le NERC, le DOE, le DHS et SPPCC sont en train d'examiner et de mettre à jour ces procédures normalisées.

La déclaration d'incidents de sécurité réels ou présumés fait également l'objet d'une autre procédure normalisée, tandis que la déclaration des incidents de sabotage est exigée par la norme CIP-001-1.

Le DHS et le comité CIPC du NERC sont en train de développer un nouveau réseau fédérateur basé sur Internet pour les communications du secteur électrique, désigné HSIN-ES (Homeland Security Information Network - Electric Sector). Ce réseau assurera des communications sécurisées à l'intérieur de l'industrie, de même qu'avec d'autres secteurs industriels et avec les organismes gouvernementaux. Il fournira en outre des fonctionnalités évoluées de production de rapports et de partage de l'information.

En ce moment, l'échange d'information entre SPPCC et le DHS se fait au moyen du réseau HSIN. L'échange d'information entre SPPCC et l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) se fait régulièrement par voie téléphonique et électronique. L'échange d'information entre SPPCC et le NERC se fait par l'intermédiaire du centre ES-ISAC. De plus, le DHS et SPPCC ont mis en place les mécanismes nécessaires pour faciliter le partage d'information sur les menaces et vulnérabilités du secteur électrique entre les gouvernements canadien et américain. Dans le cadre de son programme de protection des informations sur les infrastructures critiques (PCII), le DHS collabore avec le centre ES-ISAC à l'élaboration de

procédures qui permettront le partage sécurisé d'informations sensibles de sécurité entre le DHS et d'autres ministères américains. Ces procédures fourniront à l'industrie des conseils sur la façon de soumettre des informations sur les infrastructures critiques (PCII) au DHS.

SPPCC a inclus des clauses pour la protection de PCII commercialement sensibles qui sont partagées entre le gouvernement du Canada et le secteur privé dans sa nouvelle proposition de législation intitulée *Emergency Management Act*. La loi a été lue pour la première fois dans la Chambre des communes canadienne le 8 mai 2006. De plus, SPPCC et RNCan sont en train d'examiner d'autres mécanismes pour la promotion d'une méthode cohérente et normalisée de protection des informations de tierces parties sur les infrastructures critiques qui sont diffusées à l'intérieur du gouvernement du Canada, tout en explorant les meilleures pratiques des provinces et territoires susceptibles d'encourager le partage des informations sur les infrastructures critiques.

L'élaboration et la mise en place d'une méthode commune de protection des informations sur les infrastructures critiques, comprenant des mécanismes de partage de l'information, font également partie du Partenariat nord-américain pour la sécurité et la prospérité, adoptée par le Canada, les États-Unis et le Mexique. RNCan et SPPCC traitent de la question de la confidentialité des informations et des mécanismes afin d'éviter la divulgation des renseignements transmis au gouvernement. RNCan a également mis en place un protocole d'échange d'information grâce auquel les intervenants du secteur de l'énergie obtiennent une cote de sécurité secrète et des documents protégés de la part de responsables de la Gendarmerie royale du Canada, du Service canadien du renseignement de sécurité (SCRS), et du Centre intégré d'évaluation des menaces (CIEM).

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 42 :** Les objectifs de cette recommandation ont été atteints et aucune autre mesure n'est requise.

### **R43. Déterminer clairement l'autorité responsable de la sécurité physique et cybernétique.**

Le groupe de travail recommande que les entreprises déterminent clairement un point d'autorité et de prise en charge de la sécurité physique et cybernétique. Cette autorité devrait

**avoir le pouvoir d'influer sur la prise de décision dans les entreprises et de prendre des décisions relatives à la sécurité physique et cybernétique.**

**Mesures prises :** La norme sur les mesures urgentes de sécurité cybernétique du NERC, qui est en place depuis août 2003, comprend des exigences relatives à la responsabilité en matière de sécurité physique et cybernétique. Cette question sera également incluse dans les normes permanentes de sécurité cybernétique que le NERC a élaborées. L'entrée en vigueur de ces nouvelles normes devrait avoir lieu au début de 2006. Le 2 mai 2006, le Conseil d'administration du NERC a voté en faveur des normes CIP-002 à CIP-009 sur la protection des infrastructures critiques. Ces normes sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2006, date à laquelle la norme 1200 portant sur les mesures urgentes a été supprimée. En date du 29 juin 2006, les normes CIP-002 à CIP-009 n'avaient toujours pas été transmises par le NERC à la FERC pour approbation à titre de normes sur la fiabilité. Quand ces normes auront été soumises, la FERC entamera le processus de commentaires publics et déterminera si les normes devraient être acceptées et approuvées.

Le comité CIPC du NERC, en collaboration avec le DOE, est en train d'élaborer un cadre de travail pour la tenue des enquêtes qui ont des conséquences sur le plan de la sécurité, notamment pour les autorités policières, la diffusion d'informations sensibles en matière de sécurité et les services de renseignements.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 43 :** Cette recommandation sera mise en œuvre une fois que la norme aura été approuvée par la FERC et les autorités compétentes au Canada. Les organismes de réglementation pourraient approuver la norme proposée par l'ERO ou la renvoyer à l'ERO pour l'approfondir davantage.

### **R44. Élaborer des procédures pour empêcher ou limiter la divulgation inopportune de renseignements.**

Ensemble, les secteurs public et privé doivent établir et mettre en œuvre des procédures de sécurité et des cours de sensibilisation visant à empêcher ou à limiter la divulgation d'information par surveillance de sources ouvertes ou subtilisation de renseignements.

**Mesures prises :** Le comité CIPC du NERC a élaboré des directives de sécurité, sous le titre de *Protecting Potentially Sensitive Information*. De plus, le NERC est en train d'élaborer des normes permanentes de sécurité cybernétique, qui comprendront des exigences sur la classification de l'information et des données en fonction du degré de confidentialité. Le 2 mai 2006, le Conseil du NERC a voté en faveur des normes CIP-002 à CIP-009 sur la protection des infrastructures critiques. Ces normes sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2006, date à laquelle la norme 1200 portant sur les mesures urgentes a été supprimée. Le 29 juin 2006, les normes CIP-002 à CIP-009 n'avaient toujours pas été transmises par le NERC à la FERC pour approbation à titre de normes sur la fiabilité. Quand ces normes auront été soumises, la FERC entamera le processus de commentaires publics et déterminera si les normes devraient être acceptées et approuvées.

Dans le cadre de son programme de protection des informations sur les infrastructures critiques (PCII), le DHS collabore avec le centre ES-ISAC à l'élaboration de procédures qui permettront au DHS de partager de façon sécurisée des informations sensibles en matière de sécurité avec d'autres ministères américains. Ces procédures fourniront également des conseils à l'industrie pour la soumission d'informations sensibles (PCII) au DHS. Les autorités canadiennes ont également mis cette question à l'étude. Les défis qu'elle soulève doivent être identifiés et exposés clairement au secteur public, afin qu'ils soient pris en compte dans l'élaboration et la promotion des politiques publiques.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 44 :** Les normes permanentes de sécurité cybernétique comprennent au besoin des exigences sur la classification de l'information et des données. Le fait que le gouvernement a

besoin d'obtenir des informations sensibles de l'industrie préoccupe cette dernière, car elle ne croit pas que cet échange d'information peut vraiment être sécurisé. Pour cette raison, le Department of Homeland Security (DHS) a entrepris l'élaboration d'un plan de protection des infrastructures nationales, conformément à la directive présidentielle n° 7. De plus, le DHS s'attaque actuellement au problème de sécurité dans le cadre du programme PCII. RNCAN et SPPCC poursuivront leur collaboration avec les intervenants du secteur de l'énergie afin d'éviter toute divulgation inopportune de renseignements sensibles.

La recommandation 44 aura été pleinement mise en œuvre une fois que les normes permanentes de sécurité cybernétique auront été approuvées.

## Groupe IV : Secteur nucléaire canadien : Recommandations 45-46

### R45. Le Groupe de travail recommande que la CCSN exige qu'Ontario Power Generation et Bruce Power revoient leurs procédures d'exploitation et la formation des opérateurs relatives à l'utilisation des barres de compensation.

Au Canada, il incombe aux demandeurs de licence de démontrer que leurs installations peuvent être exploitées de façon sécuritaire. Dans l'élaboration d'un dossier de sécurité, la perte d'une alimentation électrique en vrac (LOBES – Loss of Bulk Electricity Supply) est l'un des événements qui doit être envisagé. Dans le contexte du dossier de sécurité concernant un réacteur, les demandeurs doivent analyser avec soin tout changement qui autoriserait d'autres moyens de mettre

**Tableau 3.4 : Sommaire de l'état de mise en œuvre des recommandations 45 et 46**

Recommandation	Pleinement mise en œuvre	En attente d'approbation réglementaire <sup>a</sup>	Pas encore pleinement mise en œuvre	Entité responsable
R45	x			CCSN
R46	x			CCSN
<b>Totaux</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	

<sup>a</sup> Ces recommandations seront pleinement mises en œuvre une fois qu'une ERO aura été établie et/ou que les normes de fiabilité pertinentes auront été approuvées par le FERC et par les autorités compétentes au Canada. Après la certification d'une ERO, l'ERO sera l'entité responsable des recommandations qui seront mises en œuvre avec l'élaboration d'une norme. Voir texte pour plus de détails.

un réacteur en mode automatique par l'emploi de barres de compensation.

**Mesures prises :** Ontario Power Generation a déclaré qu'elle avait décidé d'utiliser des barres de compensation à sa centrale nucléaire de Darlington, dans le cadre de ses activités de suivi relatives à l'événement LOBES du mois d'août 2003. Elle a apporté les changements nécessaires aux procédures d'exploitation de la salle de contrôle et au programme de formation par simulateur. L'opérateur du réacteur effectue maintenant des contrôles du système et informe le chef de quart ou le superviseur de la salle de contrôle avant de mettre les barres de compensation en mode automatique. Actuellement, il n'est pas exigé que le chef de quart ou le superviseur de la salle de contrôle effectue des contrôles indépendants. En résumé, Ontario Power Generation a réglé la question de l'utilisation de barres de compensation à la centrale de Darlington et ce dossier est maintenant fermé.

Bruce Power Inc. a également examiné ses manuels d'exploitation, procédures et documents

connexes de formation en ce qui concerne l'emploi de barres de compensation et les a jugés acceptables. En conséquence, aucun changement n'a été recommandé.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 45 :** Aucune autre mesure n'est requise. La CCSN considère que cette question est réglée.

### **R46. Le Groupe de travail recommande que la CCSN achète et installe de l'équipement de production de secours.**

La CCSN a besoin d'un tel équipement pour maintenir ses activités dans les situations d'urgence.

**Mesures prises :** Cet équipement a été installé dans les locaux de la CCSN et est entré en service en août 2004.

**Mesure requise pour la pleine mise en œuvre de la recommandation 46 :** Aucune autre mesure n'est requise. La CCSN considère cette question comme réglée.

## 4. Conclusions

La panne générale d'électricité du 14 août 2003 a touché quelque 50 millions de personnes et s'est soldée par des pertes économiques aux États-Unis et au Canada se chiffrant à plusieurs milliards de dollars.<sup>78</sup> L'enquête menée postérieurement à cette panne de courant par le Groupe de travail a mis à jour deux faits préoccupants : (1) la non-conformité aux normes volontaires de fiabilité a beaucoup contribué à la panne de courant, et (2) plusieurs causes établies pendant les enquêtes menées sur des pannes antérieures ont aussi contribué à la panne de 2003. Tout cela a conduit le Groupe de travail à exhorter le gouvernement des États-Unis et les gouvernements fédéral et provinciaux au Canada à aller de l'avant avec la mise en œuvre de normes de fiabilité obligatoires et exécutoires. Cela a aussi incité le gouvernement des États-Unis et celui du Canada à prolonger le mandat du Groupe de travail pour surveiller et rendre compte de la mise en œuvre des recommandations afin de réduire le risque de voir se reproduire de tels éléments dans le futur.

De nombreuses choses ont été accomplies au cours des trois années qui se sont écoulées depuis la panne de 2003. Grâce à l'adoption de la *Energy Policy Act of 2005* et aux mesures prises par les autorités au Canada, on assiste actuellement dans les deux pays à la mise en place de systèmes compatibles de normes de fiabilité obligatoires et exécutoires. Les normes de fiabilité du NERC ainsi que ses politiques et ses directives ont fait l'objet d'une importante refonte pour donner naissance à de nouvelles normes. Ce travail s'est terminé par la transmission de 102 nouvelles normes à la FERC et aux autorités concernées au Canada pour qu'elles les étudient et les approuvent ou les renvoient à l'ERO s'il est nécessaire de les approfondir davantage. D'autres normes et d'autres révisions aux 102 normes sont en ce moment à l'étude. Et un Groupe bilatéral de supervision de la fiabilité des services d'électricité a été créé pour

servir de groupe de discussions au DOE, à la FERC, à RNCAN et aux ministères provinciaux de l'Énergie afin d'aborder les questions qui nous préoccupent tous. Cette nouvelle structure de gestion de la fiabilité s'inspirera des progrès qui ont été réalisés depuis la panne d'électricité de 2003 : elle restera axée sur la fiabilité des réseaux de production-transport et sera l'élément moteur pour continuer à obtenir d'autres améliorations.

En plus de ces importantes étapes, des progrès ont été accomplis dans l'ensemble des 46 recommandations formulées par le Groupe de travail, comme l'indique la partie 3 consacrée à ce sujet.

Il faut saluer les efforts de toutes les personnes au sein des organismes gouvernementaux, des organisations régionales, de l'industrie et, en particulier au sein du NERC car, grâce à leurs efforts, la mise en œuvre des recommandations est à ce jour une réussite. Il ne faut cependant pas faire preuve de complaisance ou se tourner vers d'autres priorités alors qu'il reste encore beaucoup de choses à faire. En procédant de la sorte, nous risquerions de faire les mêmes erreurs que par le passé. La fiabilité exige de rester sans cesse vigilants et de continuer à apporter des améliorations aux normes de fiabilité et à la mise en application de celles-ci. Cela exige aussi des investissements dans la formation, dans les outils et les technologies qui servent à surveiller et à réguler les réseaux de production-transport, et dans des installations de production et de transmission qui garantiront le caractère adéquat du réseau nord-américain à plus long terme.

En remettant son rapport, le Groupe de travail arrive au bout de son mandat. C'est à l'ERO ainsi qu'aux autorités concernées aux États-Unis et au Canada qu'incombe désormais la responsabilité suivie de la fiabilité du réseau de transport-production.

<sup>78</sup> Rapport final sur la panne de courant, p. 139.



# Annexe 1 : Principaux collaborateurs à ce rapport

## **Personnel de Ressources naturelles Canada :**

David Burpee

Heather Dabaghi

Lisa Jackson

Felix Kwamena

Julie Richter

Tom Rusnov

## **Personnel du U.S. Department of Energy :**

Kenneth Friedman

Lawrence Mansueti

David Meyer





