

Groupe de travail des États-Unis et du Canada 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**



Canada

Novembre 2003

Veuillez prendre note que la version française du Rapport provisoire du Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant est une ébauche. Elle est fournie dans le seul but de permettre l'accès immédiat aux résultats des travaux du Groupe de travail.

Remerciements

Le Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant tient à remercier tous les chercheurs, analystes, modélisateurs, enquêteurs, planificateurs, concepteurs, ainsi que toutes les autres personnes qui ont consacré du temps et des efforts à l'élaboration du présent rapport provisoire. Leurs travaux ont donné lieu à la publication d'un rapport d'enquête mis au point en étroite collaboration, à l'échelle internationale, qui permet d'expliquer les causes de la panne de courant. Le présent rapport provisoire sur la panne de courant a été préparé pour le secrétaire américain à l'Énergie et le ministre des Ressources naturelles du Canada sous la direction de Jimmy Glotfelty (Département de l'Énergie des États-Unis) et Nawal Kamel (Ressources naturelles Canada) et de trois sous-groupes : le Sous-groupe sur l'électricité, le Sous-groupe sur le nucléaire et le Sous-groupe sur la sécurité.

Les trois sous-groupes, appuyés par des équipes d'enquête, ont passé un nombre incalculable d'heures à effectuer des recherches, à divers endroits, dans le but d'arriver à mieux comprendre les circonstances particulières de la panne de courant du 14 août 2003. C'était une tâche gigantesque qu'ils ont accomplie avec succès. Ils ont recueilli une variété de données, procédé à l'analyse de l'exploitation, à la modélisation des génératrices et du transport, à l'établissement de la chronologie des événements et à l'analyse des causes primaires. Ces travaux, y compris d'innombrables entrevues et enquêtes secondaires, la planification et la préparation du rapport, se sont tous déroulés dans le cadre d'un effort absolument coordonné.

Nous vous remercions tous et toutes pour les innombrables heures que vous avez consacrées à la recherche et à l'élaboration d'un rapport qui aidera le public nord-américain et le monde entier à mieux comprendre les causes de la panne de courant du 14 août 2003. Vos efforts sont grandement appréciés. Merci!

Table des matières

1. Introduction	1
2. Aperçu du réseau électrique nord-américain et de ses organismes de fiabilité	4
Le réseau électrique nord-américain est une gigantesque machine aux multiples interconnexions	4
La planification et l'exploitation fiable du réseau électrique sont exigeantes sur le plan technique	7
Des organismes de fiabilité surveillent la fiabilité du réseau en Amérique du Nord	12
Principales parties touchées avant la cascade qui a mené à la panne du 14 août	17
3. État du réseau électrique du Nord-Est avant le déclenchement de la séquence de la Panne	23
Résumé	23
Demandes d'électricité le 14 août	24
Profils de propagation du courant	25
Fréquence réseau	28
Installations de production non disponibles le 14 août	29
Tensions	30
Pannes imprévues de transport et de production le 14 août	32
Analyse modélisée de l'état du réseau électrique régional à 15 h 05 HAE, avant la perte de la ligne à 345 kV Harding–Chamberlin de la FE	34
Conclusion	35
4. Comment et pourquoi la panne a commencé	36
Sommaire	36
Organisation du chapitre	37
Étape 1 – Un après-midi normal s'assombrit : 12 h 15 à 14 h 14	39
Étape 2 – Défaillances informatiques à FE : 14 h 14 à 15 h 05 HAE	50
Étape 3 – Panne de trois lignes à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques	59
Étape 4 – Effondrement du réseau de transport à 138 kV dans le nord de l'Ohio : 15 h 39 à 16 h 09 HAE	78
5. La cascade de la panne	85
Phase 5 – L'effondrement du réseau de transport FE induit une crête de courant massive, non prévue, dans toute la région	86
Phase 6 – La cascade intégrale	91
Phase 7 – De nombreuses enclaves électriques se forment dans le nord-est des États-Unis et au Canada	99
Pourquoi la panne s'est-elle arrêtée à l'endroit où elle s'est arrêtée ?	104
Affaissement de tension	107
Pourquoi les génératrices se mirent-elles hors circuit ?	108

6. Comparaison entre la panne du 14 août et d'autres pannes majeures qui ont eu lieu en Amérique du Nord	113
Caractéristiques et fréquence des pannes de courant	113
Description et principaux facteurs déterminants de chacune des pannes	116
Facteurs semblables ou communs aux pannes majeures	120
Comparaison avec la panne du 14 août 2003	126
7. Performance des centrales nucléaires touchées par la panne de courant	127
Sommaire	127
Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire américain	129
Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire canadien	143
8. Aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne	157
Sommaire	157
Mandat et portée du Sous-groupe sur la sécurité	157
Sécurité cybernétique dans le secteur de l'électricité	159
Cueillette et analyse de renseignements	160
Chronologie des événements à caractère cybernétique	165
Constatations à ce jour	167
Annexes	
A. Description de l'enquête sur la panne de courant et du plan d'élaboration de recommandations	169
B. Acronymes	177
C. Glossaire	178
D. Lettres d'accompagnement des trois sous-groupes du Groupe de travail	191
Tableaux	
3.1 Génératrices non disponibles le 14 août	29
6.1 Conditions nouvelles qui influent sur le maintien de la fiabilité	115
7.1 Heures d'arrêt des centrales américaines	136
7.2 Résumé de la chronologie des La centrale nucléaire de Point Lepreau événements ayant mené à l'arrêt des centrales canadiennes	156
Figures	
2.1 Structure de base du réseau électrique	5
2.2 Carte des trois interconnexions	6
2.3 Diagramme de charge de PJM	8
2.4 Gammes de fréquence normales et anormales	8
2.5 Les régions du NERC	14
2.6 Zones de contrôle et conseils régionaux de la fiabilité du NERC	15
2.7 Coordonnateurs de la fiabilité du NERC	17
2.8 Coordonnateurs de la fiabilité et zones de contrôle en Ohio et dans les États voisins	18

3.1	Températures d'août 2003 dans le nord-est des É.-U. et dans l'est du Canada	25
3.2	Production, demande et propagation interrégionale du courant le 14 août à 15 h 05 HAE	26
3.3	Importations et exportations dans la région centrale du nord-est – Été 2003 par rapport au 14 août 2003	27
3.4	Fréquence le 14 août 2003 jusqu'à 15 h 31 HAE	29
3.5	Sortie en MW et en MVAR de la génératrice 5 d'Eastlake, le 14 août	33
4.1	Chronologie du début de la panne en Ohio	38
4.2	Chronologie de l'Étape 1	45
4.3	Carte d'Eastlake 5	47
4.4	Chronologie de l'Étape 2	57
4.5	Transits de puissance First Energy 345 kV	59
4.6	Tensions dans le réseau à 345 kV de FE	60
4.7	Chronologie de l'Étape 3	61
4.8	La ligne Harding-Chamberlin à 345 kV	64
4.9	La ligne Hanna-Juniper 345 kV	65
4.10	La panne de la ligne Hanna-Juniper	66
4.11	<i>Manquant</i>	
4.12	Incidence des pannes antérieures sur les charges des lignes à 345 kV	72
4.13	Chronologie de l'Étape 4	78
4.14	Tensions des lignes à 345 kV de FE	79
4.15	Simulation des effets des pannes antérieures sur les charges des lignes à 138 kV	82
5.1	La zone de perturbations	86
5.2	Mise hors circuit de la ligne à 345 kV Sammis-Star 16 h 5 min 57 s HAE	87
5.3	Mise hors circuit de lignes de Sammis-Star à 345 kV	88
5.4	Mise hors circuit de la ligne en Ohio 345 kV, 16 h 8 min 59s à 16 h 9 min 7 sec HAE	89
5.5	Transits de puissance État de New York-Ontario, à Niagara	90
5.6	Mise hors circuit de génératrices au Michigan et en Ohio	92
5.7	Mise hors circuit de lignes de transport et de génératrices au Michigan	93
5.8	16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 38,6 s HAE : mise hors circuit de lignes du Michigan et sectionnement de la liaison Ohio-Pennsylvanie	94
5.9	Puissance active et réactive et tension de l'Ontario à Détroit	95
5.10	16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : sectionnement de la liaison Pennsylvanie ouest-État de New York	96
5.11	D'autres pertes de lignes de transport et de centrales	97
5.12	Déconnexion du nord-est de l'interconnexion de l'Est	98
5.13	L'État de New York se détache de la Nouvelle-Angleterre et de multiples enclaves se forment	99
5.14	Enclaves électriques	103
5.15	La zone des perturbations	104
5.16	<i>Cascade Sequence</i>	106
5.17	Evenements à une génératrice grande durant la cascade de pannes	109
5.18	Des centrales électriques perdues durant la cascade de pannes	110
6.1	Pannes en Amérique du Nord entre 1984 et 1997	114

1. Introduction

Le 14 août 2003, une panne d'électricité a frappé la partie centrale et nord-est des États-Unis ainsi qu'une partie de l'Ontario, au Canada. La panne a touché une région qui compte quelque 50 millions de personnes et où la charge électrique était de 61 800 MW, dans les États de l'Ohio, du Michigan, de la Pennsylvanie, de New York, du Vermont, du Massachusetts, du Connecticut et du New Jersey, et la province canadienne de l'Ontario. La panne a débuté quelques minutes après 16 h 00 heure avancée de l'Est (HAE), et le courant n'a été rétabli que deux jours plus tard dans certaines parties des États-Unis. Des régions de l'Ontario ont connu des pannes consécutives pendant plus d'une semaine avant que la situation revienne entièrement à la normale.

Le 15 août, le président Bush et le premier ministre Jean Chrétien ont ordonné la création du Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant afin d'enquêter sur les causes de la panne et les moyens de réduire la possibilité de nouvelles pannes. Ils ont nommé le secrétaire américain à l'Énergie, Spencer Abraham, et le ministre canadien des Ressources naturelles, Herb Dhaliwal, coprésidents du groupe de travail. Trois autres représentants des États-Unis et trois autres représentants du Canada ont été nommés membres du Groupe de travail. Pour les États-Unis, il s'agit de Tom Ridge, secrétaire à la Homeland Security, de Pat Wood, président de la Federal Energy Regulatory Commission, et de Nils Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission. Le Canada y est représenté par John Manley, vice-premier ministre, Kenneth Vollman, président de l'Office national de l'énergie et Linda J. Keen, présidente et directrice générale de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Le Groupe de travail a réparti ses travaux en deux phases :

- Phase I : Enquête sur la panne pour en déterminer les causes et les raisons pour lesquelles elle n'a pas été circonscrite.
- Phase II : Formulation de recommandations pour réduire la possibilité de nouvelles pannes et en limiter l'envergure.

Le Groupe de travail a créé trois sous-groupes pour l'aider à mener à bien la phase I de ses travaux : le Sous-groupe sur l'électricité (SGÉ), le Sous-groupe sur le nucléaire (SGN) et le Sous-groupe sur la sécurité (SGS). Les sous-groupes ont été chargés de superviser et de passer en revue les enquêtes portant sur leurs domaines respectifs afin de déterminer le rôle direct ou indirect joué par ceux-ci. Ils se composent de représentants des États et des provinces, de fonctionnaires fédéraux ainsi que d'agents contractuels dont les services ont été retenus par les organismes gouvernementaux américains et canadiens représentés au sein du Groupe de travail.

Le présent document est le rapport provisoire que les sous-groupes ont rédigé après avoir pris connaissance des résultats de la phase I de l'enquête. Il énonce les faits que l'enquête binationale a permis de cerner relativement aux causes de la panne du 14 août 2003. Les sous-groupes et les équipes d'enquête sont d'avis que ces faits sont exacts et que leur analyse est juste. Le document ne présente aucune hypothèse que les faits et l'analyse ne puissent étayer. De plus, les auteurs ne tentent pas de tirer de conclusions générales ou de proposer des recommandations stratégiques, cela sera fait dans le cadre de la phase II et dépasse la portée de la phase I.

Le rapport sera maintenant soumis à l'examen et aux commentaires du public. Les sous-groupes examineront les commentaires à l'endroit du rapport provisoire et superviseront et passeront en revue toute analyse ou enquête supplémentaire pouvant être requise. Le rapport sera complété et intégré au rapport final du Groupe de travail, qui contiendra aussi des recommandations sur la façon de limiter la possibilité et l'envergure de nouvelles pannes.

Le Groupe de travail tiendra trois consultations publiques au cours desquelles la population aura l'occasion de commenter le rapport et de formuler des recommandations pour examen par les sous-groupes et le Groupe de travail.

Le public peut aussi communiquer des commentaires et des recommandations au Groupe de travail par voie électronique ou par la poste. Veuillez envoyer vos courriels à l'une de ces adresses : pannedecourant@rncan.gc.ca ou blackout.report@hq.doe.gov

Les documents peuvent être envoyés à :

Mme Nawal Kamel
Conseillère spéciale du sous-ministre
Ressources naturelles Canada
21^e étage
580, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
ou
M. James W. Glotfelty
Director, Office of Electric Transmission and Distribution
U.S. Department of Energy
1000 Independence Avenue, S.W.
Washington, DC 20585

Le rapport provisoire comporte huit chapitres. La présente introduction en constitue le chapitre 1.

Le chapitre 2 fournit un aperçu du cadre institutionnel créé pour assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité en Amérique du Nord et met l'accent sur les rôles et les responsabilités de divers types d'organismes de fiabilité.

Le chapitre 3 traite de l'état du réseau électrique régional avant le 14 août et le 14 août avant le début des événements qui ont mené directement à la panne.

Le chapitre 4 porte sur les causes directes et indirectes de la panne, particulièrement l'évolution de la situation l'après-midi du 14 août. On décrit d'abord les conditions normales d'exploitation, ensuite la période où la situation était anormale, mais peut-être encore maîtrisable et, enfin, les pannes en cascade incontrôlables qui ont eu lieu.

Le chapitre 5 donne des renseignements sur la période des pannes en cascade.

Le chapitre 6 présente une comparaison entre la panne du 14 août 2003 et d'autres pannes majeures qui ont eu lieu en Amérique du Nord.

Le chapitre 7 est consacré à la performance des centrales nucléaires touchées par la panne du 14 août.

Le chapitre 8 traite des aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne.

Le rapport comporte aussi trois annexes : une description du processus d'enquête qui a servi de fondement au rapport, une liste d'acronymes et un glossaire du domaine de l'électricité.

2. Aperçu du réseau électrique nord-américain et de ses organismes de fiabilité

Le réseau électrique nord-américain est une gigantesque machine aux multiples interconnexions

Le réseau électrique nord-américain est l'une des grandes réalisations techniques des 100 dernières années. Cette infrastructure électrique représente un actif d'environ 1 billion de dollars américains, plus de 200 000 milles (320 000 km) de lignes de transport sous une tension de 230 000 volts et plus, une puissance génératrice de 950 000 mégawatts, des recettes annuelles de 247 milliards de dollars américains et près de 3 500 entreprises de services publics qui servent 131 millions de clients.

La société moderne en est venue à compter sur une électricité fiable comme sur une ressource essentielle pour la sécurité nationale; la santé et le bien-être; les communications; les finances; le transport; l'approvisionnement en eau et en nourriture; le chauffage, la climatisation et l'éclairage; l'informatique et l'électronique; le commerce, et même les divertissements et les loisirs. Bref, à peu près tous les aspects de la vie moderne dépendent de l'électricité. Les clients ont fini par s'attendre à ce que celle-ci soit presque toujours disponible lorsqu'ils en ont besoin, rien qu'en appuyant sur un bouton. La plupart ont bien sûr été touchés par des pannes locales causées par un orage, un véhicule qui avait heurté le poteau d'une ligne de transport ou une équipe de construction qui avait endommagé accidentellement un câble. Mais on ne s'attend pas à subir une mégapanne par une belle journée calme et chaude. Les pannes d'électricité généralisées, comme celle du 14 août 2003, sont rares, mais elles peuvent survenir lorsque les dispositifs de protection de la fiabilité cessent en grand nombre de remplir leur rôle.

Offrir un service électrique fiable représente un défi technique de taille, même au cours d'une journée on ne peut plus normale. En effet, il faut surveiller, évaluer et coordonner en temps réel la production électrique de milliers de génératrices, faire circuler l'électricité dans un réseau interconnecté de lignes de transport et, enfin, fournir du courant à des millions d'abonnés grâce à un réseau de distribution.

Figure 2.1 Structure de base du réseau électrique

Code de couleurs :

Bleu : transport

Vert : distribution

Noir : production

Generating Station : Centrale électrique

Generator Step Up Transformer : Transformateur élévateur de la génératrice

Transmission Lines 500, 345, 230 and 138 kV : Lignes de transport à 500, 345, 230 et 138 kV

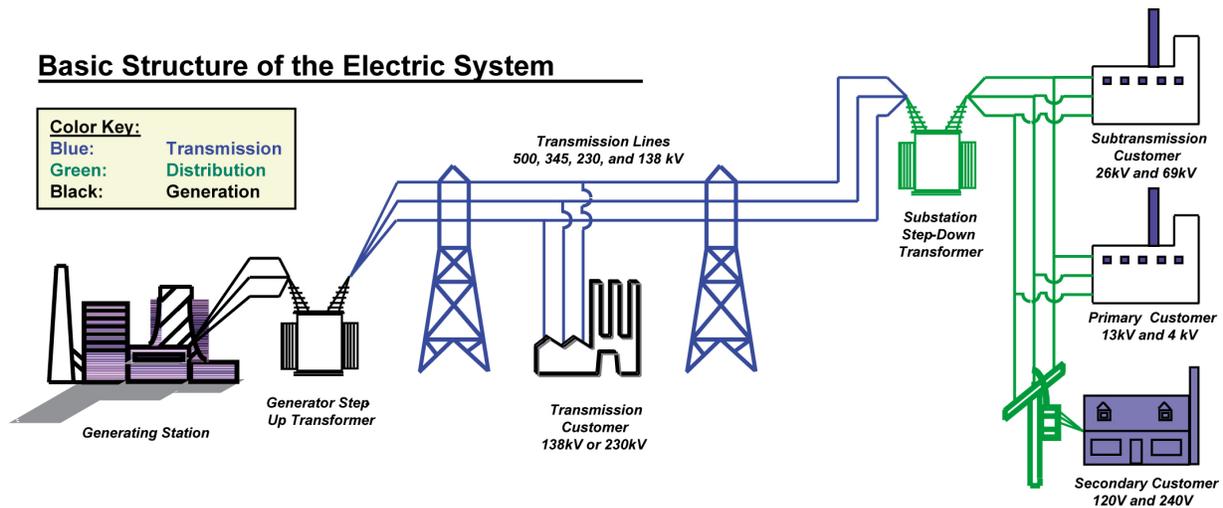
Transmission Customer 138kV or 230kV : Client des lignes de transport à 138 kV ou 230 kV

Substation step down transformer : Transformateur abaisseur de la sous-station

Subtransmission customer 26 kV and 69 kV : Client de la sous-station - 26 kV et 69 kV

Primary Customer 13 kV and 4 kV : Client primaire - 13 kV et 4 kV

Secondary customer 120 V and 240V : Client secondaire - 120 V et 240 V



Comme on le voit dans la figure 2.1, l'électricité est produite dans des génératrices à une tension relativement faible (de 10 000 à 25 000 volts), au moyen de diverses sources d'énergie telles que le charbon, le pétrole, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire, hydraulique, géothermique et photovoltaïque. Certaines génératrices sont la propriété des entreprises de services publics qui alimentent l'abonné; d'autres appartiennent à des producteurs d'énergie indépendants (PÉI) ou aux abonnés eux-mêmes, en particulier les gros clients industriels.

L'électricité produite par les génératrices est portée à une tension plus élevée pour son transport général dans les lignes. Le fait d'exploiter des lignes de transport à haute tension (de 230 000 à 765 000 volts) permet de réduire les pertes d'électricité résultant de l'échauffement des conducteurs et de faire voyager l'énergie de façon peu coûteuse sur de grandes distances. Les lignes de transport sont interconnectées dans des postes de manoeuvre et des sous-stations, pour former un réseau de lignes et de postes qu'on appelle le réseau électrique.

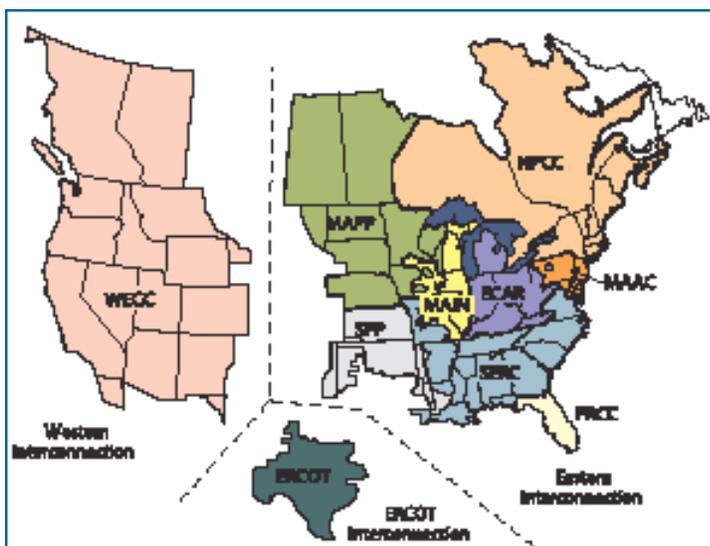
L'électricité se propage dans le réseau interconnecté des lignes de transport qui relient les génératrices aux charges conformément aux lois de la physique, c'est-à-dire le long des « lignes de moindre résistance », un peu comme l'eau circule dans un réseau de canaux. Lorsque l'électricité arrive près d'une station de distribution, on abaisse la tension pour pouvoir la distribuer aux abonnés. Le réseau de production-transport d'électricité est principalement un réseau à courant alternatif (CA), par opposition au courant continu (CC), car il est plus facile et moins coûteux de convertir la tension dans les réseaux à CA. Certains grands clients industriels ou commerciaux reçoivent un courant de tension intermédiaire (de 12 000 à 115 000 volts), mais la plupart des abonnés résidentiels utilisent des tensions de 120 et 240 volts.

Bien qu'en Amérique du Nord on parle couramment du « réseau électrique », il existe en réalité trois réseaux distincts ou « interconnexions ». L'Interconnexion de l'Est comprend les deux tiers de la partie continentale de l'est des États-Unis et, au Canada, la Saskatchewan et toutes les provinces à l'est de celle-ci, y compris les Maritimes. L'Interconnexion de l'Ouest englobe le tiers de la zone continentale ouest des États-Unis (ce qui exclut l'Alaska), les provinces canadiennes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique et une partie de la Baja California Norte, au Mexique. La troisième interconnexion inclut la majeure partie de l'État du Texas. Les trois interconnexions sont indépendantes les unes des autres sur le plan électrique, à l'exception de quelques petites jonctions à CC qui les relient. À l'intérieur de chaque interconnexion, l'électricité est produite à l'instant où elle est consommée et voyage dans pratiquement toutes les lignes de transport qui relient les génératrices aux charges.

La partie nord-est de l'Interconnexion de l'Est (qui représente environ dix pour cent de la charge totale de l'interconnexion) a été touchée par la panne du 14 août. Les deux autres interconnexions ont été épargnées¹.

Figure 2.2 Carte des trois interconnexions

Interconnexion de l'Ouest
 Interconnexion ERCOT
 Interconnexion de l'Est



La planification et l'exploitation fiable du réseau électrique sont exigeantes sur le plan technique

L'exploitation fiable du réseau électrique est complexe et exigeante pour deux raisons fondamentales :

- En premier lieu, l'électricité voyage à la vitesse de la lumière (186 000 milles ou 297 600 km par seconde) et il n'est pas économique de la stocker en grande quantité. Par conséquent, il faut produire l'électricité à l'instant où elle est consommée.
- En second lieu, on ne peut pas modifier le débit d'un courant alternatif (CA) comme on le fait de celui d'un liquide ou d'un gaz en ouvrant ou en fermant une valve sur un tuyau, ou l'aiguiller comme un appel dans un réseau téléphonique interurbain. Conformément aux lois de la physique, l'électricité voyage librement dans tous les circuits qui relient les génératrices aux charges : elle se divise pour emprunter tous les circuits du réseau connectés entre eux, en proportion inverse de l'impédance (résistance plus réactance) de chaque circuit.

Assurer la fiabilité du réseau est une entreprise complexe qui exige des exploitants formés et compétents, des ordinateurs et des moyens de communication très perfectionnés ainsi qu'une conception et une planification soigneuses. Pour assurer la fiabilité du réseau de transport, le North American Electric Reliability Council (NERC) et ses dix Regional Reliability Councils (conseils régionaux de fiabilité) ont établi des normes de planification et d'exploitation fondées sur sept grands concepts :

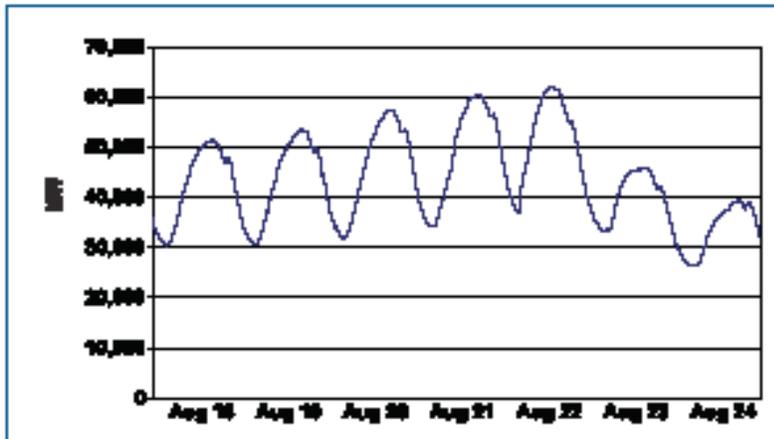
- Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie.
- Équilibrer la production et la demande de puissance réactive pour maintenir les tensions prévues.
- Surveiller le débit du courant dans les lignes de transport et les autres installations pour veiller à ce que les limites thermiques (échauffement) ne soient pas dépassées.
- Maintenir le réseau dans un état stable.
- Exploiter le réseau de manière à ce qu'il demeure dans un état stable même s'il survient un impondérable, tel que la perte d'une génératrice ou d'une installation de transport clé (le « critère N-1 »).
- Concevoir, planifier et conserver un réseau fiable.
- Se préparer aux situations d'urgence.

Ces sept concepts sont expliqués plus en détail ci-dessous.

1. **Équilibrer constamment la production et la demande d'énergie.** Pour permettre aux abonnés de consommer en tout temps autant d'électricité qu'ils le veulent, il faut prévoir ou « répartir » la production des génératrices de manière à satisfaire continuellement aux nouvelles demandes, en général sur une base horaire. Ensuite, on adapte les prévisions à l'intérieur d'une heure, parfois au moyen de contrôles de production automatiques, pour s'assurer que la production correspond toujours à la demande réelle. La demande est assez prévisible et on la représente sous forme d'une courbe quotidienne. En été, elle atteint son

point culminant l'après-midi et le soir, et son point le plus bas au milieu de la nuit; elle est plus forte les jours de semaine, lorsque la plupart des entreprises sont ouvertes. (Figure 2.3)

Figure 2.3 Diagramme de charge de PJM



Si la production et la demande ne concordent pas, il s'ensuit une augmentation (lorsque la production excède la demande) ou une diminution (lorsque la production est inférieure à la demande) de la fréquence du réseau électrique à CA (fréquence nominale de 60 cycles par seconde ou 60 hertz) (Figure 2.4). Les variations de fréquence minimales ou aléatoires sont normales et surviennent lorsque les charges apparaissent et disparaissent et que les génératrices modifient leur production en fonction de la demande. Toutefois, de grands écarts de fréquence peuvent faire fluctuer la vitesse de rotation des génératrices, ce qui cause des vibrations capables d'endommager les aubes des turbines des génératrices et d'autres équipements. Des fréquences extrêmement basses peuvent déclencher un « délestage » automatique et mettre ainsi des blocs d'abonnés hors circuit pour prévenir un affaissement total du réseau électrique. Comme on le verra plus loin dans ce rapport, un tel déséquilibre entre la production et la demande peut aussi se produire lorsque le réseau réagit à des perturbations majeures en se séparant en « enclaves » distinctes; toute enclave ainsi créée peut connaître un excès ou un déficit de production par rapport à la demande qu'elle enregistre.

Figure 2.4 Gammes de fréquence normales et anormales

Frequency (Hz) : Fréquence (Hz)

Overfrequency Generation Trip : Coupure de réseau due à une surtension

Nominal Frequency : Fréquence nominale

Underfrequency Load Shedding : Délestage automatique dû à une baisse de fréquence

Contingency Response : Intervention d'urgence

Equipment damage : Endommagement de l'équipement

Governor Response : Redressement par le régulateur de tension

Time Correction : Correction de l'erreur de marche

Normal Frequency : Fréquence normale

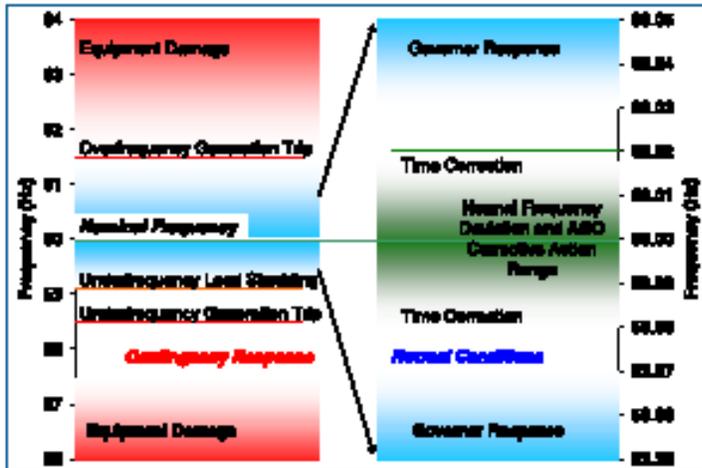
Écart et CAP :

Corrective Action Range : Calibre de la correction

Time Correction : Correction de l'erreur de marche

Normal Conditions : Conditions normales

Governor Response : Redressement par le régulateur de tension



2. **Équilibrer la production et la demande de puissance réactive pour maintenir les tensions prévues.** Tout au long du jour, on doit ajuster les sources de puissance réactive, telles que les batteries de condensateurs et les génératrices, pour maintenir les tensions dans un intervalle de sécurité applicable à tous les équipements électriques du réseau (postes, lignes de transport et appareils des abonnés). La plupart des génératrices sont munies de régulateurs de tension qui augmentent ou diminuent la production de puissance réactive afin de conserver les tensions aux valeurs prévues. Une tension trop basse peut provoquer l'instabilité ou l'affaissement du réseau électrique et, au niveau de la distribution de la tension, causer des dommages aux moteurs et des défaillances aux équipements électroniques. Une tension trop haute peut dépasser les capacités d'isolement des équipements et provoquer de dangereux arcs électriques (des contournements).

3. **Surveiller le débit du courant dans les lignes de transport et les autres conducteurs pour veiller à ce que les limites thermiques (échauffement) ne soient pas dépassées.** Les interactions dynamiques entre les génératrices et les charges, alliées au fait que l'électricité voyage librement dans tous les circuits interconnectés, signifient que le profil de propagation varie constamment dans les lignes de transport et de distribution. L'ensemble des lignes, des transformateurs et des autres équipements conduisant l'électricité sont chauffés par le courant qui les traversent. Ce dernier doit être limité pour que l'équipement ne surchauffe ni ne s'endommage. Dans le cas des lignes aériennes de transport d'énergie, le réchauffement fait que le métal conducteur s'étire ou prend de l'expansion et que les lignes et se rapprochent du sol. La température ambiante, le vent et d'autres facteurs ont aussi une incidence sur le conducteur. Il faut limiter le courant qui passe dans les lignes aériennes pour éviter que celles-ci ne s'affaissent sur des obstructions, telles que des arbres ou des lignes téléphoniques, ou ne soient plus conformes aux dégagements minimums requis entre les

lignes sous tension et les autres objets. (Si une ligne sous tension est située trop près d'un autre objet, elle peut provoquer un court-circuit ou un « contournement », lequel peut déclencher un incendie ou endommager de l'équipement). On surveille continuellement l'ensemble des lignes électriques, des transformateurs et des autres appareils traversés par du courant afin de s'assurer qu'ils ne soient pas surchargés ou n'enfreignent d'autres consignes d'exploitation. On recourt généralement à des seuils multiples, un pour les situations normales et un plus élevé pour les situations d'urgence. Le principal moyen de limiter le profil de la propagation dans les lignes de transport consiste à adapter la production des génératrices.

- 4. Maintenir le réseau dans un état stable.** Étant donné que le réseau électrique est interconnecté et dynamique, il faut observer des limites de stabilité électrique. Les problèmes de stabilité peuvent surgir très rapidement – en quelques cycles seulement (un cycle dure $1/60^{\circ}$ de seconde) – ou plus lentement, en quelques secondes ou minutes. Il faut avant tout s'assurer de répartir la production, ainsi que le courant et la tension qui en résultent, de façon à ce que le réseau soit stable en tout temps. (Comme on le décrira plus loin dans ce rapport, une partie de l'Interconnexion de l'Est est devenue instable le 14 août, ce qui a entraîné des pannes en cascade sur un vaste territoire.) Les limites de stabilité, comme les limites thermiques, sont exprimées en quantités maximales d'électricité que les lignes peuvent véhiculer en toute sécurité.

Il existe deux types de limites de stabilité : 1) les limites de stabilité de la tension qui sont fixées pour que la perte imprévue d'une ligne ou d'une génératrice (lesquelles peuvent fournir une puissance réactive essentielle sur une courte distance, comme on l'a vu plus haut) n'entraîne pas une baisse de tension tellement grande qu'elle en est dangereuse. Lorsque la tension baisse trop, elle finit par s'affaisser de façon incontrôlable, et les relais automatiques procèdent alors soit à un délestage soit à une mise hors circuit de génératrices pour éviter des dommages; 2) les limites de stabilité de la puissance (angle de puissance) qui sont fixées pour que, après un court-circuit ou la perte imprévue d'une ligne, d'un transformateur ou d'une génératrice, les charges et les génératrices desservies restent synchronisées.

(N'oublions pas que toutes les génératrices et les charges d'une interconnexion doivent fonctionner à une fréquence commune de 60 Hz ou avoisinant ce chiffre de très près.) Un défaut de synchronisme par rapport à la fréquence commune signifie que les génératrices sont déphasées entre elles. Même un infime défaut de synchronisme peut endommager l'équipement de production. En cas de défaut extrême de synchronisme, le réseau peut se scinder en enclaves électriques distinctes; chaque enclave commence alors à maintenir sa propre fréquence, déterminée par l'équilibre entre l'électricité qu'elle produit et les charges de ses consommateurs.

Les approvisionnements locaux en puissance réactive sont essentiels au maintien d'une tension stable.

Habituellement, une génératrice produit un mélange de puissance « active » et de puissance « réactive », et on peut corriger l'équilibre entre les deux à court préavis pour s'adapter à une nouvelle situation. La puissance active, mesurée en watts, est la forme d'électricité qui fait fonctionner les équipements. La puissance réactive, une caractéristique des réseaux à CA, est mesurée en volts-ampères réactifs (VAr); c'est l'énergie fournie pour créer ou maintenir des champs électriques ou magnétiques à l'intérieur et autour des équipements électriques. La puissance réactive est particulièrement importante pour les équipements qui ont besoin de champs magnétiques pour produire du courant induit (p. ex., les moteurs, les transformateurs, les pompes et les climatiseurs). Les lignes de transport sont à la fois des consommatrices et des productrices de puissance réactive. À faibles charges, ce sont des productrices nettes, mais à fortes charges, ce sont d'énormes consommatrices. La consommation de puissance réactive de ces conducteurs ou appareils a tendance à abaisser la tension de transport, tandis que sa production (par les génératrices) ou son injection (d'appareils de stockage tels que des condensateurs) ont tendance à maintenir la tension. La puissance réactive peut se propager uniquement sur des distances relativement courtes et doit donc être fournie suivant les besoins par des génératrices ou des batteries de condensateurs situées près de la demande. S'il est impossible de fournir de la puissance réactive promptement et en quantité suffisante, la tension baisse et, dans les cas extrêmes, il peut y avoir un « affaissement de tension ».

- 5. Exploiter le réseau de manière à ce qu'il demeure dans un état stable même s'il survient un impondérable, tel que la perte d'une génératrice ou d'une installation de transport clé (le « critère N moins 1 »).** Le principe d'organisation central d'une gestion fiable de l'électricité consiste à prévoir les impondérables. Les caractéristiques uniques de l'électricité font que les problèmes, lorsqu'ils surgissent, peuvent s'étendre et s'aggraver très rapidement si des dispositifs de protection appropriés ne sont pas en place. En conséquence, après des années d'expérience, l'industrie a mis au point une séquence de stratégies défensives de maintien de la fiabilité en se fondant sur l'hypothèse que l'équipement peut parfois avoir des défaillances à l'improviste, et qu'il en aura.

Ce principe signifie qu'il faut toujours exploiter le réseau de façon à ce qu'il demeure fiable (généralement à l'intérieur des seuils d'urgence pour le courant et la tension et des limites de stabilité établies) après la perte de la plus importante génératrice ou installation de transport (le « pire impondérable »); c'est ce qu'on appelle le « critère N-1 ». En d'autres termes, étant donné que la mise hors circuit d'une génératrice ou d'une ligne peut survenir à n'importe quel moment à cause d'une défaillance aléatoire, il faut exploiter le réseau de façon préventive afin que la perte de la plus importante génératrice ou installation de transport ne compromette pas les autres installations du réseau en provoquant un dépassement des seuils d'urgence ou des limites de stabilité, ce qui donnerait lieu à des pannes en cascade.

De plus, lorsqu'il se produit effectivement un impondérable, les exploitants sont tenus de déterminer et d'évaluer sans tarder les pires impondérables qui pourraient encore arriver, compte tenu de la nouvelle situation, et de prendre promptement les mesures nécessaires pour que le réseau demeure opérationnel et sûr advenant l'apparition de l'un de ces impondérables. La politique d'exploitation du NERC exige que le réseau soit ramené dès que possible, et en 30 minutes ou moins, à la conformité aux limites normales et à un état où il

pourra supporter à nouveau le pire impondérable sans dépasser les limites de température, de tension ou de stabilité. Actuellement, quelques parties du réseau pourraient continuer de fonctionner malgré la perte simultanée de deux installations ou plus (c.-à-d., « N-2 »). Cela peut être fait à titre de précaution supplémentaire pour protéger une zone métropolitaine densément peuplée ou lorsque des lignes reliées à un même ouvrage pourraient être mises hors service par un même événement, p. ex., si la foudre s'abattait à cet endroit.

- 6. Concevoir, planifier et conserver un réseau fiable.** L'exploitation d'un réseau électrique fiable exige beaucoup plus qu'une surveillance et une gestion en temps réel. Conception, planification, entretien et analyse sont nécessaires pour que le réseau puisse être exploité de façon fiable sans dépasser les limites de sécurité. La planification à court terme permet d'organiser les activités de la journée et de la semaine à venir; la planification à long terme vise principalement à offrir des ressources de production et une capacité de transport adéquates pour que le réseau puisse supporter de graves impondérables sans subir des pannes en cascade étendues et incontrôlables.

L'entreprise de services publics qui fait affaires avec des revendeurs doit estimer les charges futures et, dans certains cas, prévoir des sources d'approvisionnement suffisantes et une infrastructure adéquate de transport et de distribution. Dans ses normes de planification, le NERC a défini une gamme d'impondérables et fixé des attentes correspondantes à l'égard de la performance du réseau pour plusieurs catégories d'événements possibles. Les types d'événements les plus probables dont la planification du réseau doit tenir compte sont répartis en trois catégories. Une quatrième catégorie englobe les « événements extrêmes » qui peuvent entraîner une perte substantielle de la production et des charges des consommateurs sur un vaste territoire. Les normes de planification du NERC portent aussi sur le maintien de la tension et de la puissance réactive, la surveillance des perturbations, le classement des installations, la modélisation et les données du réseau ainsi que sur la protection et le contrôle du réseau et sa remise en état.

- 7. Se préparer aux situations d'urgence.** Les exploitants peuvent prendre les mesures décrites ci-dessus pour planifier et exploiter un réseau électrique fiable, mais des situations d'urgence peuvent quand même se produire à cause de facteurs externes, tels que des phénomènes météorologiques violents, une erreur humaine ou une défaillance de l'équipement, qui débordent les critères de conception, de planification ou d'exploitation. Advenant l'un de ces événements rares, l'exploitant doit disposer de procédures d'urgence pour une gamme plausible de scénarios d'urgence. Il doit être formé pour reconnaître ces situations et prendre les mesures qui s'imposent. Pour faire face aux défaillances du réseau qui provoquent une panne, comme celle que l'on a connue le 14 août 2003, il faut disposer de procédures et de capacités pour utiliser des génératrices en mesure de redémarrer le réseau après une panne générale (sans source d'énergie extérieure) et coordonner les opérations de manière à ce que le réseau retrouve le plus vite possible un état normal et fiable.

Des organismes de fiabilité surveillent la fiabilité du réseau en Amérique du Nord

Le NERC est une entité non gouvernementale qui a pour mission de veiller à ce que le réseau de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord soit fiable, adéquat et sûr. L'organisme a été créé en 1968 suite à la panne qui a frappé le Nord-Est en 1965. Depuis sa création, le

NERC est un organisme bénévole qui compte sur la réciprocité, la pression des pairs et l'intérêt mutuel de toutes les parties concernées pour satisfaire aux exigences de fiabilité. Le NERC est régi par une commission indépendante.

Pour remplir sa mission, le NERC :

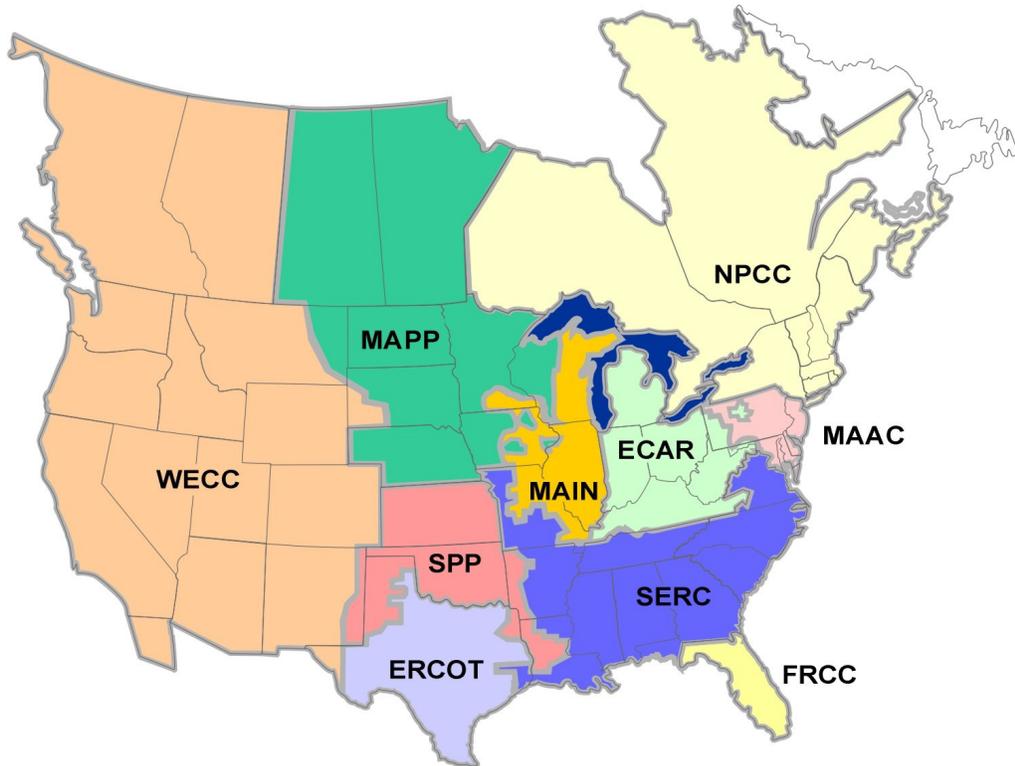
- fixe des normes de planification et d'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité;
- surveille et évalue le respect des normes pour assurer la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité;
- fournit des ressources d'éducation et de sensibilisation pour favoriser la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité ;
- évalue et analyse la conformité et la performance du réseau de production-transport d'électricité et fait rapport sur la question;
- assure la coordination avec les conseils régionaux de fiabilité et d'autres organismes;
- coordonne la distribution des applications (outils), des données et des services nécessaires pour appuyer la planification et l'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité;
- accrédite le personnel et les organismes de fiabilité du service;
- coordonne la protection de l'infrastructure essentielle du réseau de production-transport d'électricité;
- permet l'exploitation fiable du réseau de production-transport d'électricité interconnecté en facilitant l'échange et la coordination d'information entre les organismes de fiabilité du service.

De récents changements dans l'industrie de l'électricité ont modifié nombre des mécanismes, incitatifs et responsabilités traditionnels des entités concernées par la fiabilité, à tel point que la formule facultative de respect des normes de fiabilité est généralement perçue comme ne répondant pas aux besoins actuels². Le NERC et de nombreux autres organismes d'électricité, appuyés aux États-Unis par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), préconisent l'élaboration d'une nouvelle formule de conformité et de respect obligatoire des normes de fiabilité. Il faudra pour cela que les États-Unis adoptent une loi fédérale pour la création d'un nouvel organisme doté du pouvoir légal de faire respecter les normes de fiabilité par tous les participants au marché. Les entités gouvernementales compétentes du Canada et du Mexique sont disposées à mettre en œuvre une mesure similaire, et certaines l'ont déjà fait. Entre-temps, le NERC incite au respect de ses normes de fiabilité par le moyen d'un accord conclu avec ses membres.

Les membres du NERC : dix conseils régionaux de la fiabilité. (Voir à la figure 2.5 la carte montrant l'emplacement et les limites des zones de ces conseils.) Les conseils régionaux et le NERC acceptent dans leurs rangs tous les secteurs de l'industrie de l'électricité : entreprises privées de services publics; agences fédérales de l'énergie; coopératives rurales d'électricité; entreprises de services publics fédérales, municipales ou provinciales; producteurs d'énergie indépendants; distributeurs d'électricité et abonnés. Collectivement, les membres des régions du NERC représentent pratiquement toute l'industrie de l'électricité distribuée aux États-Unis, au Canada et dans une partie de la Baja California Norte, au Mexique. Les dix conseils régionaux

financent conjointement le NERC et adaptent les normes fixées par ce dernier aux besoins de leurs régions. La panne du 14 août a touché trois des conseils régionaux du NERC : le East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR), le Mid-Atlantic Area Council (MAAC) et le Northeast Power Coordinating Council (NPCC).

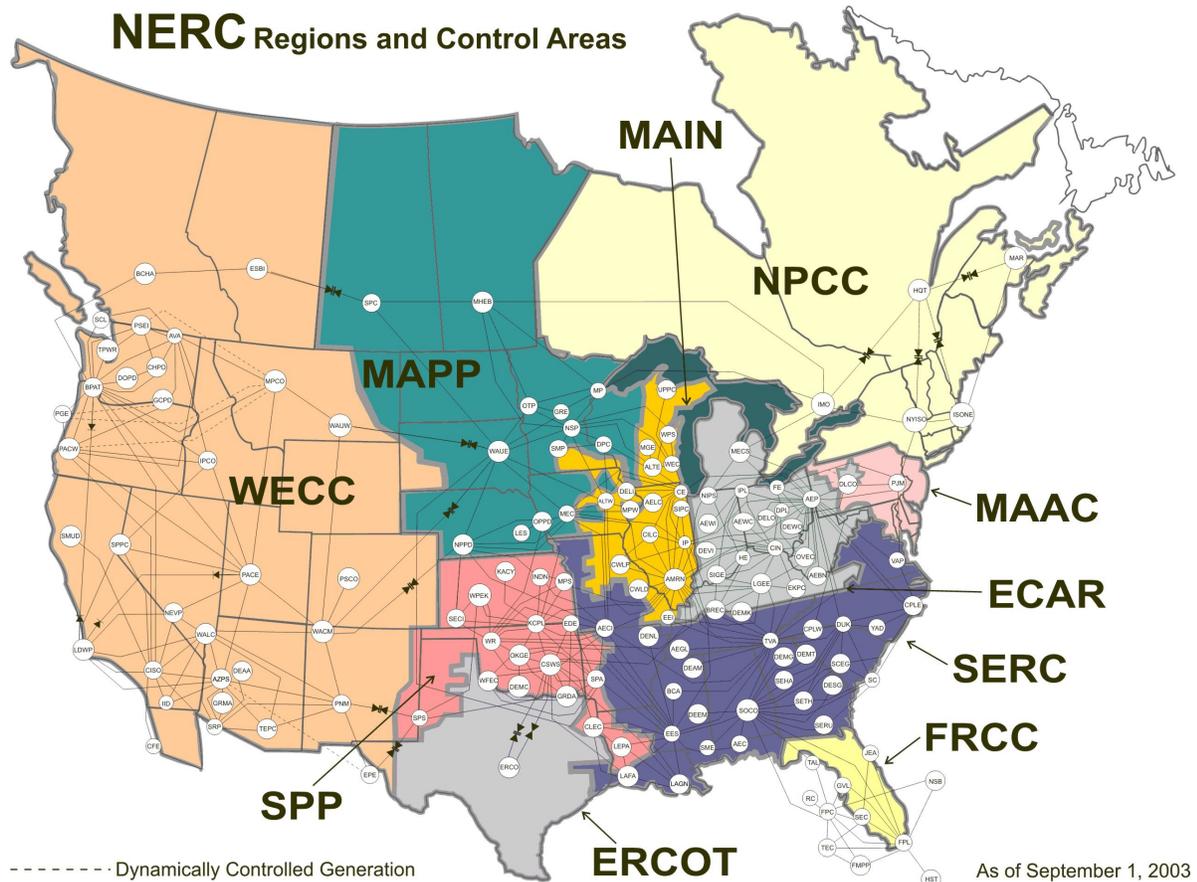
Figure 2.5 Les régions du NERC



Les « zones de contrôle » sont les principales entités opérationnelles soumises aux normes de fiabilité du NERC et des conseils régionaux. Une zone de contrôle est une région géographique dans laquelle une seule entité, un exploitant indépendant de réseau (EIR) ou un exploitant régional de lignes de transport (ERT), équilibre la production et les charges en temps réel pour assurer une exploitation fiable. Les zones de contrôle sont reliées les unes aux autres par des interconnexions de transport. Elles contrôlent directement la production afin de maintenir l'échange d'électricité prévu avec les autres zones de contrôle. Elles fonctionnent aussi collectivement pour favoriser la fiabilité de leur interconnexion. Comme l'illustre la figure 2.6, on compte quelque 140 zones de contrôle en Amérique du Nord. Les postes de répartition de ces zones disposent de systèmes de surveillance et de contrôle sophistiqués, et du personnel est sur place 24 heures sur 24, 365 jours par année.

Figure 2.6 Zones de contrôle et conseils régionaux de la fiabilité du NERC

NERC Regions and Control Areas : Zones de contrôle et régions du NERC
 Dynamically controlled Generation : Production dynamique
 As of September 1, 2003 : Au 1^{er} septembre 2003



Les zones de contrôle étaient antérieurement délimitées en fonction des limites des zones des services publics et les activités étaient gérées en majeure partie par des entreprises de services publics verticalement intégrées qui possédaient et exploitaient les moyens de production, de transport et de distribution. Bien que ce soit encore le cas dans quelques zones, il y a eu une restructuration importante des fonctions d'exploitation et certaines zones de contrôle ont fusionné en entités régionales d'exploitation. La restructuration de l'industrie des services publics a mené à un dégroupage des activités de production, de transport et de distribution, de sorte que la propriété et l'exploitation de ces immobilisations ont été scindées fonctionnellement ou par la formation d'entités indépendantes appelées exploitant indépendant de réseau (EIR) ou exploitant régional de lignes de transport (ERT).

- La FERC a autorisé les EIR et les ERT à appliquer des parties de la *Energy Policy Act* de 1992 ainsi que les directives d'orientation qu'elle a publiées par la suite.

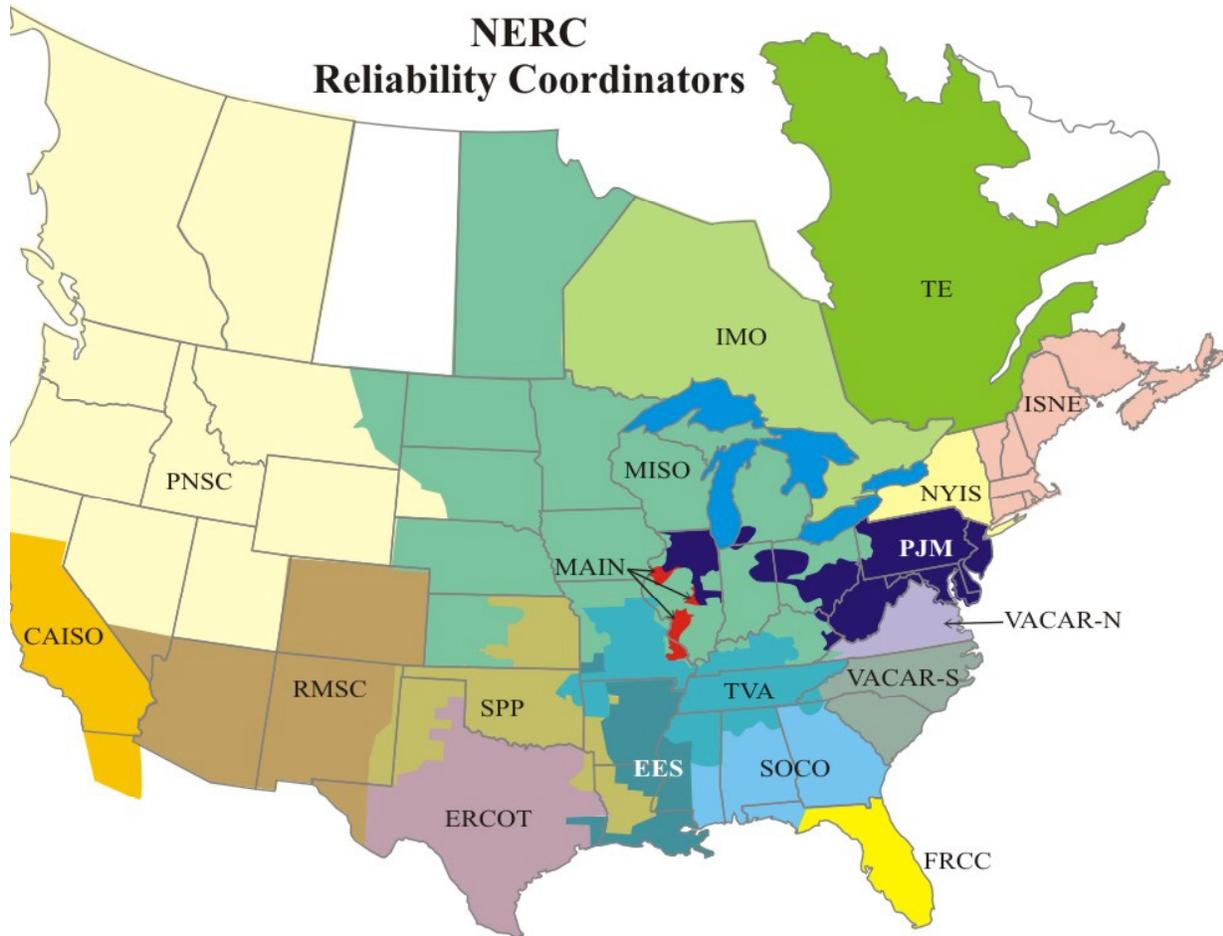
- Les fonctions premières des EIR et des ERT sont de gérer en temps réel, 24 heures à l'avance, la fiabilité du réseau de production-transport d'électricité et l'activité des marchés de gros de l'électricité à l'intérieur de leur territoire.
- Les EIR et les ERT ne possèdent pas de biens de transport; ils exploitent ceux de leurs membres ou en dirigent l'exploitation.
- Les EIR et les ERT peuvent être eux-mêmes des zones de contrôle ou englober plus d'une zone de contrôle.
- Les EIR et les ERT peuvent aussi être des coordonnateurs de la fiabilité du NERC, tel que décrit ci-dessous.

Cinq ERT ou EIR se trouvent dans la zone qui a été directement touchée par la panne du 14 août. Les voici :

- Midwest Independent System Operator (MISO)
- PJM Interconnexion (PJM)
- New York Independent System Operator (NYISO)
- New England Independent System Operator (ISO-NE)
- Ontario Independent Market Operator (IMO)

Les coordonnateurs de la fiabilité assurent la surveillance de la fiabilité sur un vaste territoire. Ils préparent des évaluations de fiabilité, donnent leur avis sur la fiabilité d'une grande région et coordonnent les mesures d'urgence en temps réel pour une ou plusieurs zones de contrôle. Ils ne participent pas au marché en gros ou de détail. On compte à l'heure actuelle 18 coordonnateurs de la fiabilité en Amérique du Nord. La figure 2.7 montre l'emplacement et les frontières de leurs zones respectives.

Figure 2.7 Coordonnateurs de la fiabilité du NERC
 Reliability Coordinators : Coordonnateurs de la fiabilité



Principales parties touchées avant la cascade qui a mené à la panne du 14 août

Les événements qui ont déclenché la panne sont survenus dans deux zones de contrôle, à savoir celles de la FirstEnergy (FE) et de la American Electric Power (AEP), auxquelles s’ajoutent leurs coordonnateurs de la fiabilité respectifs, MISO et PJM. (Voir les figures 2.7. et 2.8.) On trouvera une description de ces organismes et de leurs responsabilités en matière de fiabilité dans cette dernière sous-section.

Figure 2.8 Coordonnateurs de la fiabilité et zones de contrôle en Ohio et dans les États voisins

Reliability Coordinators : Coordonnateurs de la fiabilité

- 1. La FirstEnergy exploite une zone de contrôle dans le nord de l'Ohio.** La FirstEnergy (FE) est formée de sept sociétés exploitantes de services d'électricité. Quatre de ces sociétés, l'Ohio Edison, la Toledo Edison, The Illuminating Company et la Penn Power, sont exploitées dans la région d'ECAR du NERC, et le MISO est leur coordonnateur de la fiabilité. Elles fonctionnent maintenant comme une seule zone de contrôle intégrée gérée par FE³.
- 2. La American Electric Power (AEP) exploite une zone de contrôle en Ohio, juste au sud de celle de la FE.** L'AEP est à la fois un exploitant de lignes de transport et un exploitant de zone de contrôle.
- 3. Le Midwest Independent System Operator (MISO) est le coordonnateur de la fiabilité de la FirstEnergy.** Le MISO est le coordonnateur de la fiabilité d'une région de plus de un million de milles carrés, qui s'étend du Manitoba au Canada, au nord, jusqu'au Kentucky, au sud, et du Montana, à l'ouest, jusqu'à l'ouest de la Pennsylvanie, à l'est. La coordination de la fiabilité est confiée à deux bureaux, l'un situé au Minnesota et l'autre, au siège social de MISO, en Indiana. Dans l'ensemble, le MISO assure la coordination de la fiabilité de 37 zones de contrôle, dont la plupart sont membres de MISO.
- 4. Le PJM est le coordonnateur de la fiabilité d'AEP.** Le PJM est un des premiers EIR qui a été formé après les arrêtés 888 et 889 du FERC, mais il avait été créé en tant que groupe d'échange d'énergie régional en 1935. Le PJM a récemment étendu son territoire pour englober les zones de contrôle et les exploitants de lignes de transport MAIN et ECAR (PJM-Ouest). Il s'acquitte de ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité de différentes façons, selon les zones de contrôle concernées. Pour ce qui est de PJM-Est, il est à la fois la zone de contrôle et le coordonnateur de fiabilité de dix entreprises de services publics dont le réseau de transport englobe la région du Mid-Atlantic qui comprend le New Jersey, la majeure

partie de la Pennsylvanie, le Delaware, le Maryland, la Virginie occidentale, l'Ohio, la Virginie et le district fédéral de Columbia. L'installation de PJM-Ouest est le coordonnateur de la fiabilité de cinq zones de contrôle (AEP, Duquesne Light, Dayton Power and Light et Ohio Valley Electric Cooperative) et de trois zones de contrôle limitées à la production (centrale de Duke Energy dans le comté de Washington, en Ohio, centrale Duke du comté de Lawrence/Hanging Rock, en Ohio, et centrale Buchanan d'Allegheny Energy, en Virginie occidentale).

Complexités institutionnelles et fiabilité dans le Midwest

Les dispositions institutionnelles prises pour assurer la fiabilité dans le Midwest sont beaucoup plus complexes qu'elles ne le sont dans le Nord-Est - le territoire desservi par le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) et le Mid-Atlantic Area Council (MAAC). Deux grandes raisons expliquent cette complexité. La première est que, dans les régions du NPCC et du MAAC, l'exploitant indépendant de réseau (EIR) est aussi le seul exploitant de la zone de contrôle pour chacun des réseaux membres. En comparaison, le MISO assure la coordination de la fiabilité de 35 zones de contrôle dans les régions d'ECAR, de MAIN et de MAPP et de deux autres zones dans la région de SPP, tandis que le PJM assure la coordination de la fiabilité de huit zones de contrôle dans les régions d'ECAR et de MAIN (plus une région du MAAC). (Voir le tableau ci-dessous.) Cela se traduit par 18 interfaces de zones de contrôle sur le territoire du PJM et du MISO.

Coordonnateur de la fiabilité (CF)	Zones de contrôle dans la région du conseil régional	Conseils régionaux de la fiabilité touchés et nombre de zones de contrôle	Zones de contrôle concernées dans la région du conseil régional
MISO	37	ECAR (12), MAIN (9), MAPP (14), SPP (2)	FE, Cinergy, Michigan Electric Coordinated System
PJM	9	MAAC (1), ECAR (7), MAIN (1)	PJM, AEP, Dayton Power & Light
ISO New England	2	NPCC (2)	ISONE, Maritimes
New York ISO	1	NPCC (1)	NYISO
Ontario Independent Market Operator	1	NPCC (1)	IMO
Hydro-Québec	1	NPCC (1)	HQ

La seconde raison est que le MISO a moins de pouvoir en matière de fiabilité sur les membres de sa zone de contrôle que le PJM n'en a sur ceux de la zone de contrôle du MAAC. Il est permis de penser que ce manque de pouvoir rend les activités de fiabilité quotidiennes plus difficiles. À noter toutefois que : 1) le pouvoir de la FERC d'exiger que le MISO ait plus de pouvoir sur ses membres est limité; 2) avant d'approuver le MISO, la FERC a demandé au NERC une évaluation en bonne et due forme pour savoir si la fiabilité pourrait être assurée en vertu des dispositions proposées par le MISO et le PJM. Après avoir examiné les plans de coordination de la fiabilité proposés pour le PJM et le MISO et entre les deux organismes, le NERC a répondu par l'affirmative, mais à titre provisoire. En novembre et en décembre 2002, le NERC a procédé à des vérifications des plans de fiabilité de MISO et de PJM, mais on n'a pas encore donné pleinement suite à certaines des recommandations formulées par les vérificateurs. La

pertinence des plans et leur mise en œuvre sans modification font partie des points examinés dans l'enquête en cours du NERC.

Responsabilités en matière de fiabilité des exploitants des zones de contrôle et des coordonnateurs de la fiabilité.

- 1. Les exploitants des zones de contrôle assument la responsabilité première de la fiabilité.**
Voici leurs responsabilités les plus importantes dans le contexte du présent rapport :

Critère N-1. Politique d'exploitation du NERC n° 2.A. Activités de transport :

« Toutes les ZONES DE CONTRÔLE doivent fonctionner de façon à ce que l'impondérable le plus grave ne puisse provoquer l'instabilité du réseau, un sectionnement incontrôlable ou des pannes en cascade. »

Préparatifs d'urgence et intervention d'urgence : Politique d'exploitation du NERC n° 5. Mesures d'urgence, critère général :

« Chaque réseau et chaque ZONE DE CONTRÔLE doivent prendre promptement les mesures appropriées pour remédier aux situations anormales qui mettent en péril la fiabilité des activités d'interconnexion. »

« Chaque réseau, chaque ZONE DE CONTRÔLE et chaque région doivent élaborer un programme de délestage manuel et automatique leur permettant de stopper une baisse de la fréquence ou de la tension susceptible de provoquer une défaillance incontrôlable des composants de l'interconnexion. »

Politique d'exploitation du NERC n° 5.A. Coordination avec d'autres réseaux :

« Le réseau, la ZONE DE CONTRÔLE ou le groupe d'échange d'énergie qui font face ou prévoient faire face à un impondérable opérationnel doivent communiquer leur état présent et futur aux réseaux, aux ZONES DE CONTRÔLE ou aux groupes d'échange d'énergie voisins ainsi qu'à l'ensemble de l'interconnexion. [...] Un réseau doit informer les autres réseaux [...] chaque fois [...] qu'il surcharge d'autres réseaux ou réduit la fiabilité de l'interconnexion [...] [ou chaque fois] que la charge des lignes du réseau et les valeurs de tension et de puissance réactive sont telles qu'un seul impondérable pourrait menacer la fiabilité de l'interconnexion. »

Politique d'exploitation du NERC n° 5.C. Réseau de transport de relève :

« En prenant des mesures pour corriger le dépassement d'un SEUIL DE SÉCURITÉ OPÉRATIONNEL, on ne doit pas imposer un stress inacceptable à l'équipement interne de production ou de transport, réduire la fiabilité du réseau au-delà des limites acceptables ou imposer indûment une demande de tension ou de charge réactive aux réseaux voisins. Si tous les autres moyens échouent, les mesures correctives peuvent exiger la réduction des charges. »

Employés d'exploitation et formation : Politique d'exploitation du NERC n° 8.B.

Formation :

« Chaque RESPONSABLE D'EXPLOITATION doit périodiquement simuler des situations d'urgence. Les scénarios mis en pratique doivent représenter diverses situations et urgences opérationnelles. »

Qu'est-ce qui constitue une urgence opérationnelle?

Une urgence opérationnelle se produit lorsque les ressources normalement disponibles ne permettent pas de remédier à une situation qui ne peut être maintenue. Selon la définition qu'en donne le manuel d'utilisation du NERC, une « urgence capacité » survient lorsque la capacité de production d'un réseau ou d'un groupe d'échange, ainsi que les achats en ferme des autres réseaux, ne suffisent pas à satisfaire à la demande et aux exigences de la réglementation, compte tenu de la capacité de véhiculer l'énergie. Une « urgence énergie » a lieu lorsque l'entité qui fournit des charges a épuisé toutes ses ressources et n'est plus en mesure de répondre à la demande d'énergie de ses clients. Une urgence transport survient quand « les charges des lignes et les valeurs de tension et de puissance réactive d'un réseau sont telles qu'un seul impondérable pourrait menacer la fiabilité de l'interconnexion. » Les opérateurs et les répartiteurs de la salle de contrôle ont une grande marge de manœuvre pour déterminer le moment où il faut décréter une situation d'urgence. (voir p. 75 pour plus de détails).

2. On demande aux **coordonnateurs de la fiabilité**, tels que le MISO et le PJM, de se conformer à tous les aspects des politiques d'exploitation du NERC, en particulier la politique n° 9, Procédures à l'intention des coordonnateurs de la fiabilité, et ses annexes. Voici quelques-unes des principales exigences :

Politique d'exploitation du NERC n° 9, Critères à l'intention des coordonnateurs de la fiabilité, 5.2 :

Avoir « une capacité de surveillance minutieuse de la ZONE DE FIABILITÉ et une capacité de surveillance suffisante des ZONES DE FIABILITÉ voisines afin de pouvoir reconnaître les violations possibles des consignes de sécurité. »

Politique d'exploitation du NERC n° 9, Fonctions des coordonnateurs de la fiabilité, 1.7 :

« Surveiller les paramètres qui peuvent avoir, à l'intérieur de la ZONE DE FIABILITÉ et pour les ZONES DE FIABILITÉ voisines, des conséquences importantes sur le [...] partage avec d'autres COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ d'information relative à des situations opérationnelles critiques potentielles, prévues ou réelles qui pourraient avoir des conséquences néfastes pour d'autres ZONES DE FIABILITÉ. Le COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ coordonnera avec d'autres COORDONNATEURS DE LA FIABILITÉ ET D'AUTRES ZONES DE CONTRÔLE, selon les besoins, l'élaboration des plans nécessaires pour limiter les conséquences néfastes des situations opérationnelles critiques potentielles, prévues ou réelles ».

Politique d'exploitation du NERC n° 9, Fonctions des coordonnateurs de la fiabilité, 6 :

« Procéder à des évaluations de la sécurité et exécuter des programmes de surveillance pour évaluer les situations d'urgence. Les évaluations doivent être réalisées en temps réel et, en ce qui concerne l'horizon de planification opérationnelle au niveau de la ZONE DE CONTRÔLE, tous les problèmes cernés doivent être communiqués au COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ. Le COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ doit s'assurer que la ZONE DE CONTRÔLE, LA ZONE DE FIABILITÉ et les limites régionales sont suffisamment modélisées pour déceler tout problème qui traverse ces limites ».

¹ La province de Québec, même si l'on considère qu'elle appartient à l'Interconnexion de l'Est, est connectée à celle-ci principalement par des jonctions à CC. Lors de la panne, ces jonctions ont fait office de tampons entre différentes parties de l'Interconnexion de l'Est, et les perturbations transitoires se propagent moins facilement dans les parties protégées par ces tampons. Par conséquent, le réseau électrique du Québec n'a pas été touché par la panne de courant, sauf pour une petite partie de la charge de la province qui est directement connectée à l'Ontario par des lignes à CA. (Bien que les jonctions à CC puissent tenir lieu de tampons entre les réseaux, elles sont en revanche incapables de maintenir instantanément la production en cas de perte imprévue d'une génératrice.)

² Consulter, notamment, *Maintaining Reliability in a Competitive Electric Industry* (1998), un rapport présenté au secrétaire américain à l'Énergie par le Task force on Electric Systems Reliability; *National Energy Policy* (2001), un rapport présenté au président des États-Unis par le National Energy Policy Development Group, p. 7-6; et *National Transmission Grid Study* (2002), une étude publiée par le département américain de l'Énergie, pp. 46-48.

³ Les trois autres sociétés de la FE, Penelec, Met-Ed et Jersey Central Power & Light, sont situées dans la région de MAAC du NERC et ont le PJM comme coordonnateur de la fiabilité. Le rapport met l'accent sur la partie de la FE se trouvant dans la région de fiabilité d'ECAR, dans le territoire du coordonnateur de la fiabilité de MISO.

3. État du réseau électrique du Nord-Est avant le déclenchement de la séquence de la panne

Résumé

Ce chapitre a pour objet d'examiner l'état de la partie nord-est de l'interconnexion de l'Est, les jours ayant précédé le 14 août 2003, et jusqu'à 15 h 05 HAE le 14 août, en vue de déterminer si les conditions étaient en quelque sorte inhabituelles et pouvaient avoir contribué au déclenchement de la panne. Les enquêteurs du Groupe de travail ont constaté qu'à 15 h 05 HAE, juste avant le déclenchement (mise à l'arrêt automatique) de la ligne de transport à 345 kV Harding–Chamberlin de la FirstEnergy (FE), le réseau pouvait continuer de fonctionner en toute fiabilité, malgré quelque 800 impondérables, y compris la perte de la ligne Harding–Chamberlin. À ce moment, l'exploitation du réseau s'approchait des limites prescrites (mais sans les dépasser) et demeurait conforme aux politiques d'exploitation du NERC.

Le fait que le système ait alors été en état d'exploitation fiable s'avère extrêmement important pour comprendre les causes de la panne. Cela signifie qu'aucune des conditions électriques du réseau, avant 15 h 05, n'a directement provoqué la panne. Cette constatation élimine de nombreuses causes possibles de la panne, séparément ou par un effet combiné, y compris :

- propagations de courants élevés vers le Canada;
- variations de la fréquence réseau;
- faibles tensions au cours de la journée ou les jours précédents;
- faible production de puissance réactive des PÉI;
- non-disponibilité de certaines génératrices ou lignes de transport.

Il est important de préciser que le fait d'établir si les conditions étaient normales ou inhabituelles le ou avant le 14 août n'a aucune incidence directe sur les responsabilités et les mesures attendues des organisateurs et des exploitants chargés de veiller à la fiabilité du réseau électrique. Comme on le décrit au chapitre 2, l'industrie de l'électricité a élaboré et codifié un ensemble de normes et de procédures de fiabilité qui se renforcent l'une l'autre, pour permettre aux exploitants de réseau de faire face aux imprévus. Ces normes et ces procédures reposent sur l'hypothèse de base selon laquelle des éléments du réseau électrique tomberont en panne ou ne seront plus disponibles, cela de façon imprévisible. Une saine gestion de la fiabilité vise à faire en sorte que le réseau continue de fonctionner en toute sécurité après la perte imprévue d'un élément clé (y compris une génératrice principale ou une installation de transport clé). Ces méthodes ont pour but d'assurer le maintien d'un réseau fonctionnel et fiable, peu importe si les conditions d'exploitation réelles sont normales. Selon un principe élémentaire de gestion de la fiabilité, « les exploitants doivent faire fonctionner le système qu'ils ont devant eux », sans condition.

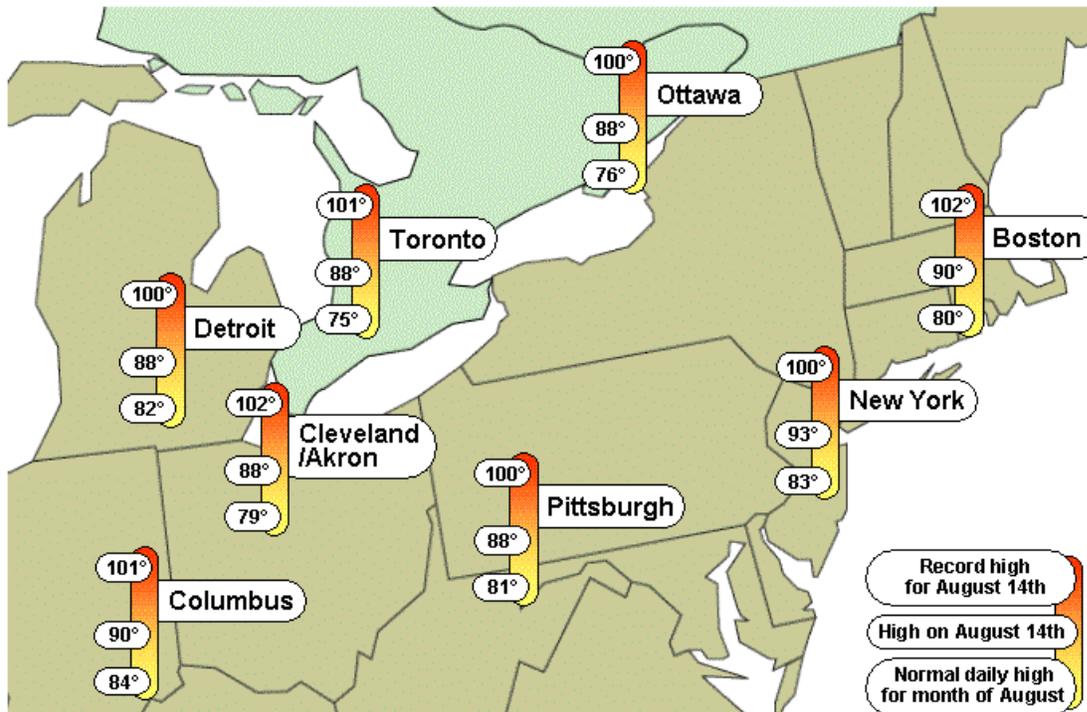
Du point de vue de la planification une journée à l'avance, cela consiste à évaluer et à adapter au besoin le profil de production envisagé (transactions d'électricité prévues) pour modifier les débits de transport, de sorte que, si une installation clé est perdue, les exploitants puissent tout de même ajuster le réseau résiduel et l'exploiter en toute sécurité. Du point de vue de l'exploitation

en temps réel, cela signifie que l'on doit toujours exploiter le réseau de manière qu'il puisse résister à la perte de n'importe quelle installation particulière, et continuer d'être conforme aux limites thermiques, de tension et de stabilité. En cas de perte imprévue d'une installation, les exploitants du réseau doivent déterminer s'il y a lieu de modifier le fonctionnement de manière que le reste du réseau puisse résister à la perte d'un autre élément clé, et continuer de fonctionner à l'intérieur des limites de sécurité. Ils peuvent notamment régler les débits des génératrices, suspendre des transactions d'électricité et, au besoin, délester la charge interruptible et ferme des consommateurs – c.-à-d. déconnecter temporairement certains clients et, aux endroits qui conviennent, réduire la demande d'électricité à un niveau correspondant à ce que le système est alors en mesure de fournir en toute sécurité.

Demandes d'électricité le 14 août

Le 14 août, les températures étaient supérieures à la normale dans toute la région nord-est des États-Unis et dans l'est du Canada. Les demandes d'électricité étaient donc élevées en raison des fortes charges de climatisation caractéristiques des journées chaudes du mois d'août, mais pas inhabituelles. Les exploitants de réseau avaient réussi à gérer des demandes supérieures plus tôt au cours de l'été et des années précédentes. Les demandes de pointe d'électricité constatées partout dans la région, le 14 août, étaient inférieures aux demandes de pointe enregistrées plus tôt au cours de l'été 2003 (figure 3.1).

Figure 3.1 Températures d'août 2003 dans le nord-est des É.-U. et dans l'est du Canada
 Légende – Record high for August 14th = Maximum record pour un 14 août
 High on August 14th = Maximum le 14 août
 Normal Daily high --- = Maximum normal quotidien en août

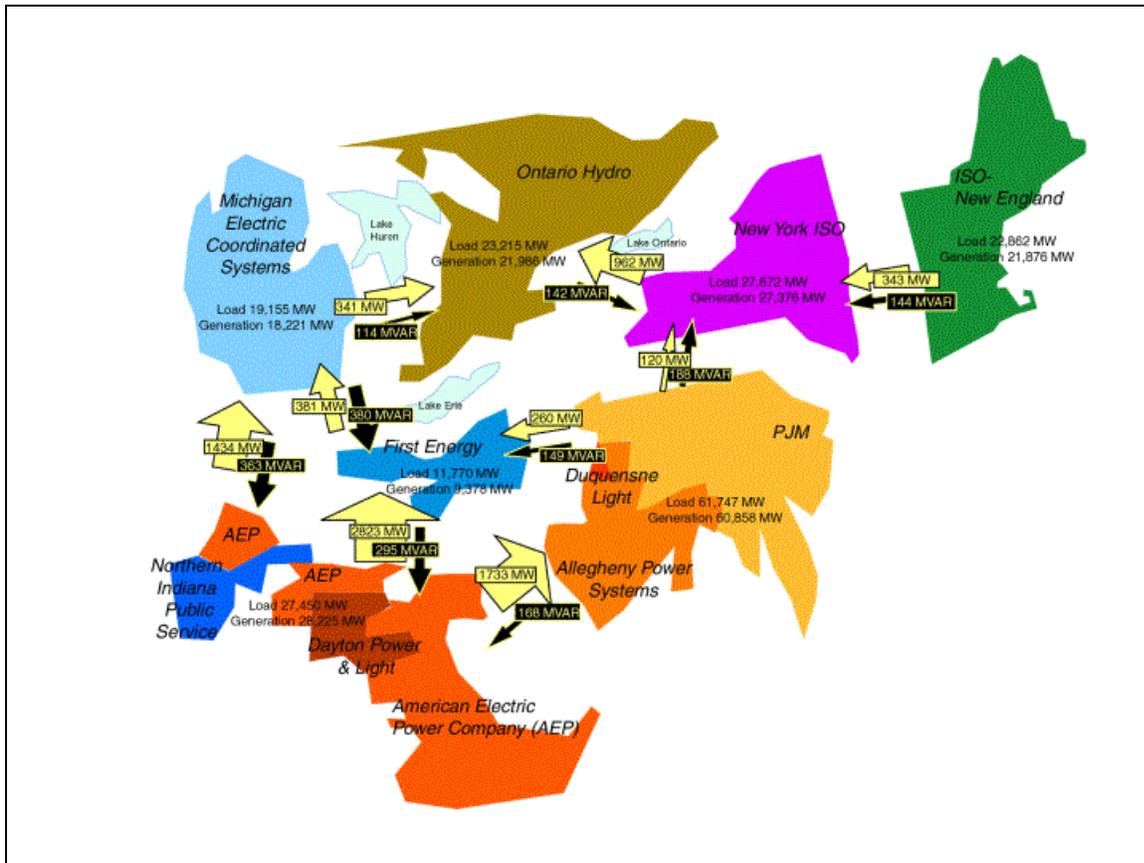


Profils de propagation du courant

Le 14 août, la propagation du courant était élevée dans la région de l'ECAR en raison d'importants transferts de puissance en provenance du sud (Tennessee, Kentucky, Missouri, etc.) et de l'ouest (Wisconsin, Minnesota, Illinois, etc.) vers le nord (Ohio, Michigan et Ontario) et l'est (New York). Une bonne partie de ce courant était destiné au nord de l'Ohio, au Michigan, à la PJM et à l'Ontario (figure 3.2).

Figure 3.2 Production, demande et propagation interrégionale du courant le 14 août à 15 h 05 HAE

Légende –
 Load = Charge
 Generation = Production
 MVAR = MVar
 Lake Huron = Lac Huron
 Lake Michigan = Lac Michigan
 Lake Erie = Lac Érié



Ces transferts, bien qu'importants, n'étaient pas supérieurs aux niveaux antérieurs, ni dans des directions inusitées (figure 3.3). Le niveau des importations en Ontario le 14 août était élevé sans être inhabituel, et très conforme à la capacité d'importation de l'IMO. L'IMO de l'Ontario importe souvent de l'électricité, selon la disponibilité et le prix de la production en Ontario. Elle avait importé des quantités d'électricité, semblables et supérieures, à plusieurs reprises au cours des étés 2002 et 2003.

Gestion de la fréquence

Chaque zone de contrôle est chargée d'assurer un équilibre entre sa production et la demande. En cas de sous-fréquence persistante, au moins une zone de contrôle quelque part « s'appuie sur le réseau », c'est-à-dire qu'elle absorbe une part non prévue d'électricité du réseau, ce qui a pour effet à la fois d'abaisser la fréquence réseau et de créer des propagations de courant imprévues. En pratique, il y a couramment des écarts mineurs au niveau des zones de contrôle; il est très difficile de conserver un équilibre exact entre la production et la demande. C'est pourquoi le NERC a établi des règles d'exploitation qui précisent les écarts maximums permis et interdisent les écarts persistants, mais non les écarts instantanés. Le NERC surveille le rendement des zones de contrôle au moyen de mesures précises de contrôle du rendement qui indiquent la manière dont chaque zone de contrôle fait correspondre sa charge et sa production.

Figure 3.3 Importations et exportations dans la région centrale du nord-est – Été 2003 par rapport au 14 août 2003

Légende –

(Titre) Importations et exportations – Nord-est et centre
du 1^{er} juin au 13 août 2003

Exports = Exportations

Imports = Importations

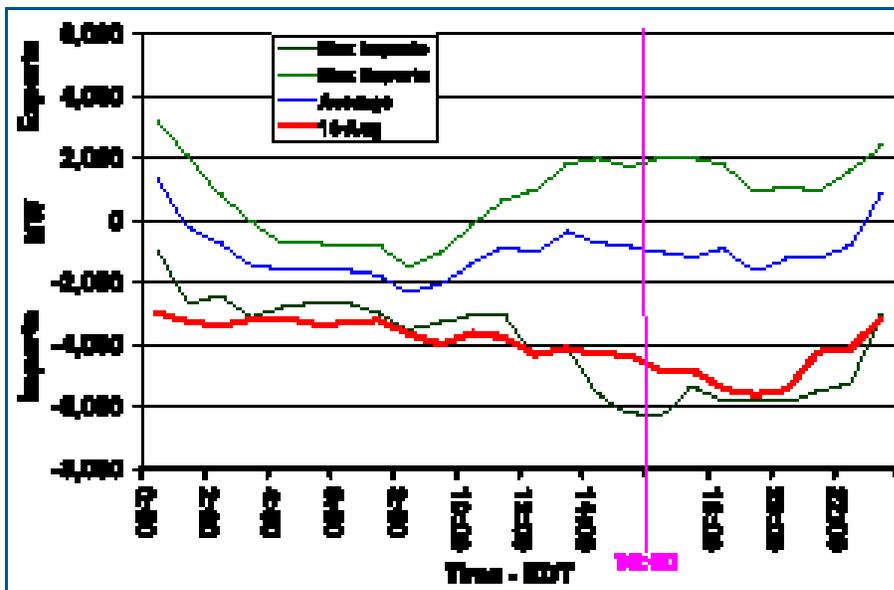
Max Exports = Exportations max.

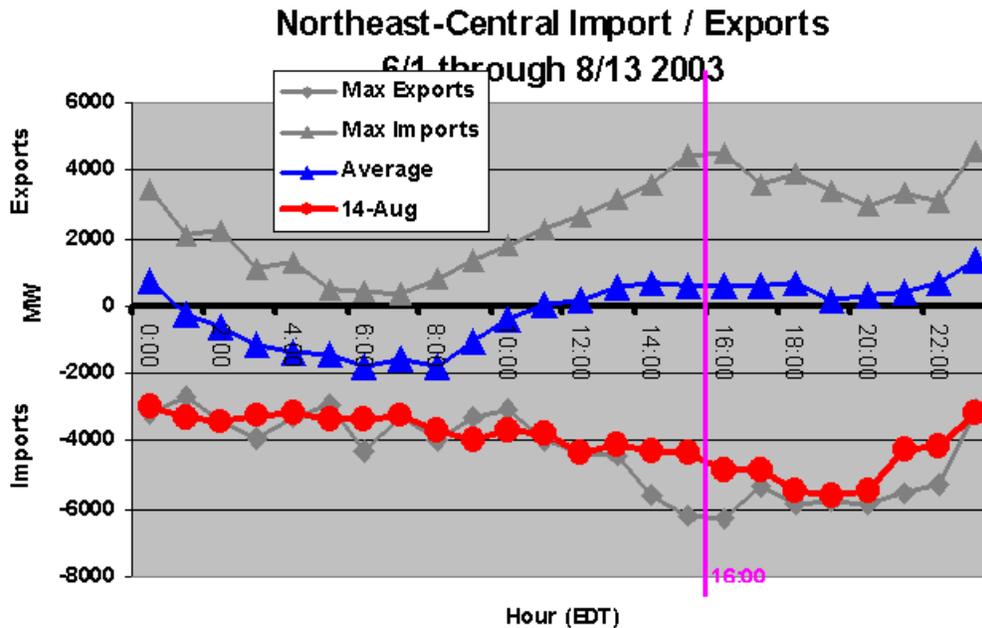
Max Imports = Importations max.

Average = Moyenne

14 Aug = 14 août

Hour (EDT) = Heure (HAE)





Note : la région considérée inclut la zone de l'ECAR, l'interconnexion PJM, l'Ontario et l'État de New York, mais en excluant les importations provenant des Maritimes, d'ISO-New England ou d'Hydro-Québec.)

Fréquence réseau

Le 14 août, avant 15 h 05 HAE, la fréquence réseau de l'interconnexion de l'Est était légèrement plus variable qu'elle ne l'avait été plus récemment, mais elle demeurait dans les limites des conditions de sécurité décrites dans les politiques d'exploitation du NERC. Les variations de fréquence réseau ne sont donc pas une cause du déclenchement de la panne. Cependant, au début de la cascade, les oscillations considérables de fréquence induites sont devenues un important mode de propagation de la panne dans une région importante (figure 3.4).

Dans des conditions stables, la fréquence réseau est la même, à un moment donné, dans l'ensemble d'un réseau interconnecté. La fréquence réseau varie toutefois d'un moment à l'autre, en fonction de l'équilibre à la seconde près entre la production globale et la demande globale dans l'ensemble de l'interconnexion. La fréquence réseau fait l'objet d'une surveillance continue.

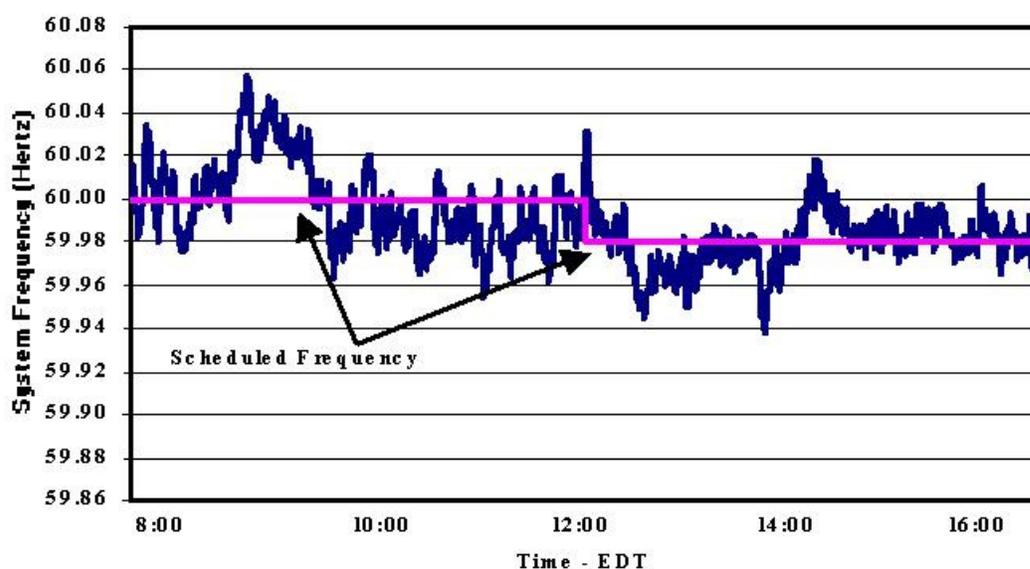
Figure 3.4 Fréquence le 14 août 2003 jusqu'à 15 h 31 HAE

Légende –

System Frequency = Fréquence réseau (Hertz)

Scheduled Frequency = Fréquence prévue

Time – EDT = Heure – HAE



Installations de production non disponibles le 14 août

Plusieurs génératrices clés de la région étaient hors service le 14 août. Quel que soit le jour, une certaine capacité de production et de transport n'est pas disponible; certaines installations sont hors service pour cause d'entretien périodique tandis que d'autres le sont en raison d'une panne imprévue et doivent être réparées. La journée du 14 août 2003 ne faisait pas exception (tableau 3.1).

Tableau 3.1 Générateurs non disponibles le 14 août

Générateur	Puissance nominale	Raison
Centrale nucléaire de Davis-Besse	750 MW	Interruption prolongée à la demande de la NRC à compter du 22 mars 2002

Génératrice 4 d'Eastlake	238 MW	Interruption forcée le 13 août 2003
Génératrice 1 de Monroe	817 MW	Interruption planifiée, mise hors service le 8 août 2003
Centrale nucléaire 2 de Cook	1060 MW	L'interruption a commencé le 13 août 2003

Les génératrices qui n'étaient pas disponibles le 14 août fournissent une puissance réelle et réactive directement aux régions de Cleveland, de Toledo et de Detroit. Selon la pratique courante, les exploitants de réseau tiennent compte de la non-disponibilité de ces génératrices et des installations de transport que l'on sait hors service, au cours de la planification qu'ils effectuent en vue de déterminer l'état du réseau pour le lendemain. Le fait de connaître l'état des principales installations permet aux exploitants de mieux établir à l'avance les niveaux sécuritaires de transfert d'électricité pour le lendemain.

Au cours des études de planification de la veille, pour le 14 août, les responsables du MISO ont tenu compte de ces pannes de génératrices et des pannes de transport connues et déterminé que l'on pouvait encore exploiter le réseau régional en toute sécurité. La non-disponibilité de ces génératrices et de ces installations de transport n'a pas causé la panne.

Tensions

Les jours précédant le 14 août, ainsi que pendant toute la matinée et en mi-journée de ce jour, les tensions étaient réduites à divers endroits du nord de l'Ohio en raison de la demande de climatisation élevée, d'autres charges et des transferts d'électricité, tant vers que dans la région. (Contrairement à la fréquence, qui est constante dans l'ensemble de l'interconnexion, la tension varie selon le lieu et les exploitants la surveillent continuellement à des points clés de leurs réseaux.) Les tensions réelles mesurées à des points clés du réseau de transport de la FE au cours de la matinée du 14 août, et jusqu'à 15 h 05 HAE, sont demeurées dans la gamme auparavant jugée acceptable par la FE. Il faut toutefois préciser que beaucoup de zones de contrôle de l'interconnexion de l'Est ont fixé leurs gammes de tension acceptables à des niveaux supérieurs à ceux qu'utilise la FE. Ainsi, l'AEP fixe la tension minimum acceptable à 95 p. 100 de la tension nominale d'une ligne, comparativement à 92 p. 100 pour la FE¹.

Il est particulièrement difficile de gérer la tension au cours des chaudes journées d'été en raison des besoins élevés en climatisation, des autres demandes d'électricité et des transferts importants d'électricité pour des motifs économiques, toutes choses qui augmentent les besoins en puissance réactive. Les exploitants relèvent ces défis au moyen d'une planification à long terme, d'une planification un jour à l'avance et de corrections aux équipements en temps réel. Ainsi, le 14 août, la PJM a mis en œuvre les procédures habituelles de gestion de la tension élaborées pour les charges importantes. La FE a également amorcé des préparatifs en début d'après-midi, le 14 août, réclamé la remise en service de condensateurs² et une tension supplémentaire des génératrices³. Ces mesures sont caractéristiques de celles prises par beaucoup d'exploitants de réseau ce jour-là, et d'autres jours où la demande d'électricité était élevée. Les exploitants de la région ont pris d'autres mesures au cours de la journée, y compris accroître la production de puissance réactive des installations, redistribuer les installations, modifier les prises de

transformateurs et augmenter l'utilisation des condensateurs pour faire face aux tensions variables.

Les données relatives à la propagation du courant dans le nord de l'Ohio le 14 août, juste avant la mise hors service de la ligne Harding–Chamberlin à 15 h 05 HAE (figure 3.2) montrent que la charge de la FE était d'environ 12 080 MW. La FE importait ?? MW, ?? % des besoins totaux de son réseau, et produisait le reste. Étant donné ce niveau élevé d'importation et les charges élevées de climatisation dans les régions métropolitaines à l'extrémité sud du lac Érié, les besoins en puissance réactive du réseau de la FE ont augmenté encore plus. La modélisation effectuée par l'équipe d'enquêteurs révèle qu'à 15 h HAE, la génératrice 5 d'Eastlake étant hors service, la FE était un importateur net de MVAR (132 MVAR). Une quantité importante d'électricité alimentait également le nord de Ohio avant d'atteindre le Michigan et l'Ontario (figure 3.2). Ce profil de propagation du courant et la composition de la charge ont produit un affaissement de tension dans le nord de l'Ohio.

Les producteurs d'électricité indépendants et la puissance réactive

Les producteurs d'électricité indépendants (PÉI) exploitent des centrales électriques qui n'appartiennent pas aux services publics. Ils exercent leurs activités en fonction des possibilités du marché et de leurs ententes contractuelles avec les services publics, et ne relèvent pas nécessairement du contrôle direct des exploitants de réseau. Les obligations d'un PÉI en matière de puissance réactive sont déterminées en vertu des dispositions de son entente contractuelle d'interconnexion avec le propriétaire des services de transport local. Habituellement, certains PÉI fournissent une puissance réactive limitée, car ils ne sont pas tenus d'en produire ou payés pour le faire; ils ne sont payés que pour produire une puissance active. (La production de puissance réactive par une génératrice peut nécessiter une baisse de production de puissance active.) Toutefois, certains contrats prévoient un dédommagement pour un PÉI lorsqu'il doit respecter un programme de tension fixé par l'exploitant du réseau, ce qui oblige le PÉI à varier sa production de puissance réactive en fonction des conditions du réseau. De plus, les contrats exigent habituellement que les PÉI augmentent leur production de puissance réactive à la demande de l'exploitant de la zone de contrôle en cas d'urgence au niveau du réseau. Dans certains contrats, des dispositions prévoient le versement de coûts de substitution aux PÉI lorsqu'on leur demande une puissance réactive (on leur paie la valeur de la production de puissance active sacrifiée).

Ainsi, l'hypothèse selon laquelle les PÉI peuvent avoir contribué aux problèmes de gestion de la fiabilité le 14 août parce qu'ils n'ont pas fourni de puissance réactive, est erronée. Ce qu'un PÉI est tenu de produire est régi par des ententes contractuelles qui incluent habituellement des dispositions relatives aux contributions à la fiabilité du réseau, surtout en cas d'urgence. Mais avant tout, il est de la responsabilité des planificateurs et des exploitants de réseau, et non des PÉI, de prévoir les besoins en puissance réactive et de prendre toutes les mesures requises à court terme pour disposer de ressources suffisantes en puissance réactive.

Pannes imprévues de transport et de production le 14 août

Trois pannes imprévues importantes se sont produites dans la région de l'Ohio le 14 août, avant 15 h 05 HAE. Vers midi, plusieurs lignes de transport de Cinergy, dans le centre-sud de l'Indiana, se sont déconnectées, à 13 h 31 HAE, la génératrice 5 d'Eastlake (figure 3.5) sur la rive sud-ouest du lac Érié s'est déconnectée, et à 14 h 2 HAE, la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta dans le sud de l'Ohio s'est déconnectée.

- Les lignes de transport des réseaux de Cinergy de 345, 230 et 138 kV ont subi une série de pannes à compter de 12 h 8, et sont demeurées hors service pendant toute la durée de la panne générale. La perte de ces lignes a entraîné de graves problèmes de tension et de charge dans la région de la Cinergy. La Cinergy a effectué des changements de production, et les exploitants de MISO ont mis en œuvre des procédures d'allègement de la charge de transport (ACT) en vue de régir la propagation du courant dans le réseau de transport du centre-sud de l'Indiana. La modélisation de réseau de l'équipe d'enquêteurs (pour plus de renseignements, voir à la p. 34) a révélé que la perte de ces lignes n'était *pas* électriquement liée aux événements menant à la panne générale, survenus par la suite dans le nord de l'Ohio.
- La ligne à 345 kV Stuart-Atlanta (une ligne de Dayton Power and Light (DPL), reliant la DPL à l'AEP et contrôlée par le coordonnateur de la fiabilité de la PJM) s'est déconnectée à 14 h 2 HAE. Cette coupure est attribuable au contact avec un arbre, et la ligne est demeurée hors service pendant toute la durée de la panne. Comme on l'explique ci-après, la modélisation de réseau de l'équipe d'enquêteurs a montré que cette interruption n'a pas causé les événements menant à la panne, survenus par la suite dans le nord de l'Ohio. Toutefois, étant donné que la ligne ne faisait pas partie de la zone de la MISO, les exploitants de la MISO n'ont pas surveillé l'état de cette ligne et n'ont pas su qu'elle était hors service. Cela a entraîné une non-concordance des données qui a empêché l'estimateur d'état de MISO (un outil de contrôle essentiel) de produire des résultats utiles, plus tard dans la journée, au moment où les conditions du réseau dans la zone de contrôle de la FE se détérioraient. (Pour plus de renseignements, voir à la p. 46.)
- La génératrice 5 d'Eastlake est un appareil à 597 MW installé juste à l'ouest de Cleveland, près du lac Érié. Elle constitue une source importante de soutien en puissance réactive pour la région de Cleveland. Elle s'est déconnectée à 13 h 31. La mise hors circuit s'est produite lorsque l'exploitant a voulu augmenter la production de puissance réactive de la génératrice (figure 3.6); le système de protection de la génératrice a alors détecté une défaillance et mis la génératrice hors circuit. La perte de la génératrice 5 d'Eastlake n'a pas détruit la fiabilité du réseau – c.-à-d. qu'il était encore en mesure de résister en toute sécurité à un autre impondérable. Toutefois, la perte de la génératrice a obligé la FE à importer plus d'électricité pour compenser la perte de la puissance de la génératrice (540 MW), a compliqué la gestion de la tension dans le nord de l'Ohio et a réduit la marge de manœuvre des exploitants de la FE dans l'exploitation de leur réseau. (Pour plus de renseignements, voir à la p. 47.)

Figure 3.5 Sortie en MW et en MVar de la génératrice 5 d'Eastlake, le 14 août

Légende –

MW/MVAr = MW/MVAr

Exciter Control trips to manual and backs off overloaded MVAr output = Le contrôle d'excitatrice passe en mode manuel et réduit la puissance de sortie MVar, en surcharge.

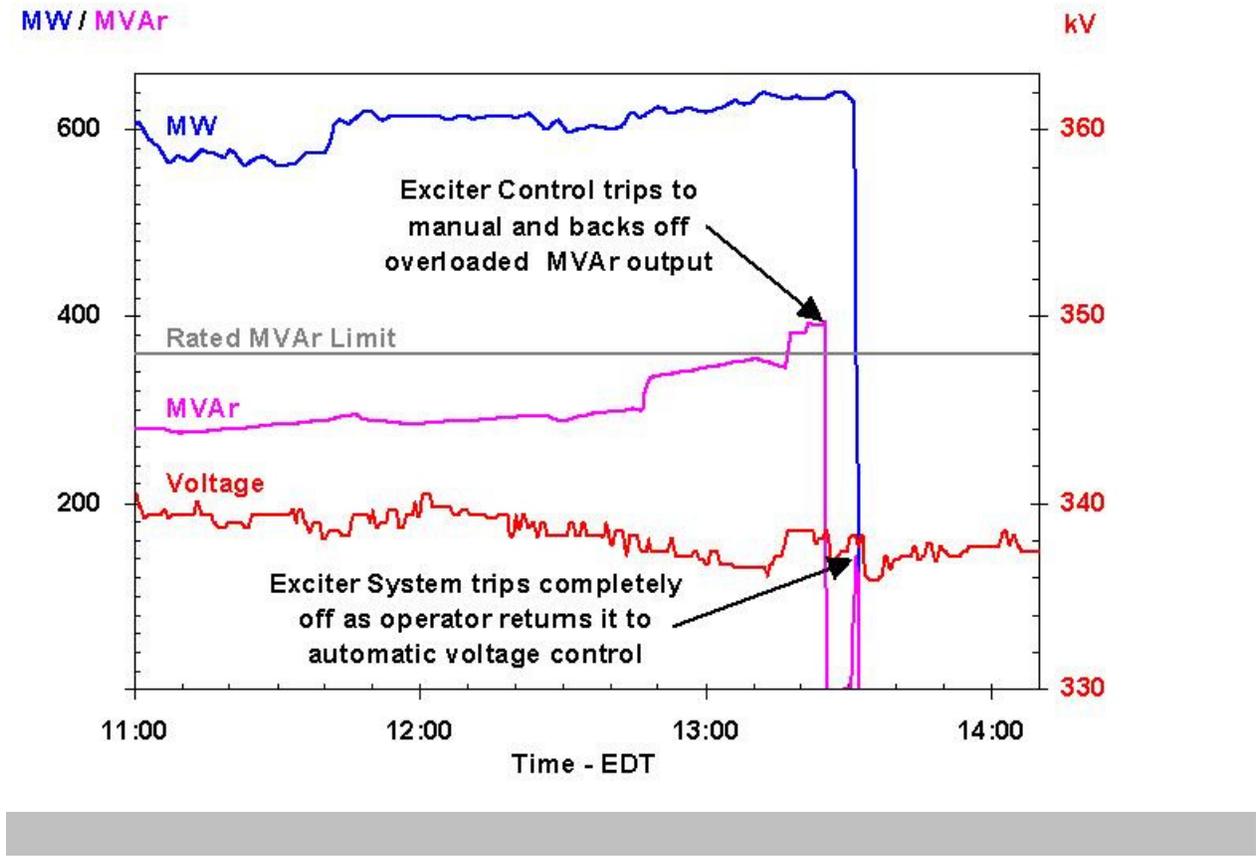
Rated MVAr Limit = Limite nominale en MVar

MVAr = MVar

Voltage = tension

Exciter system trips completely off as operator returns it to automatic voltage control = Le circuit d'excitation se déconnecte complètement lorsque l'opérateur rétablit le contrôle automatique de tension.

Time – EDT = Heure - HAE



Simulation de la propagation du courant avant la cascade

Le réseau électrique global n'a aucune mémoire. Cela ne fait rien si la fréquence ou la tension étaient inhabituelles une heure, un jour ou un mois plus tôt. L'important, pour la fiabilité, ce sont les charges des installations, les tensions et la fréquence réseau à un moment donné, et la capacité globale de ces éléments du réseau de résister, au même moment, à un impondérable sans dépasser les limites de capacité thermique, de tension ou de stabilité.

Les ingénieurs des réseaux d'électricité utilisent une technique appelée simulation de la propagation du courant pour reproduire des conditions d'exploitation connues, à un moment précis, en étalonnant une simulation initiale à partir des tensions et des propagations de courant observées. La simulation étalonnée peut ensuite servir à répondre à une série de questions de simulation/anticipation pour déterminer si le réseau était en régime sécuritaire à ce moment. Les tests de simulation/anticipation consistent à simuler des pannes de manière systématique en retirant un à un des éléments clés (p. ex., des génératrices ou des lignes de transport), et en réévaluant chaque fois le réseau pour déterminer si les limites de ligne ou de tension sont dépassées. Si une limite est dépassée, le réseau n'est pas sécurisé. Comme on le décrit dans le chapitre 2, les politiques d'exploitation du NERC imposent aux exploitants, lorsqu'ils constatent que leur réseau n'est pas dans un état fiable, de prendre aussitôt les moyens requis pour en rétablir la fiabilité dès que possible et dans un délai maximal de 30 minutes.

En vue d'analyser l'évolution du réseau pendant l'après-midi du 14 août, on a employé ce processus pour modéliser plusieurs points dans le temps, correspondant aux mises hors circuit des principales lignes de transport. On a obtenu trois solutions pour chaque point : 1) les conditions juste avant la mise hors circuit d'une installation, 2) les conditions juste après la mise hors circuit et 3) les conditions créées par les mesures automatiques prises après la mise hors circuit.

Analyse modélisée de l'état du réseau électrique régional à 15 h 05 HAE, avant la perte de la ligne à 345 kV Harding–Chamberlin de la FE

En guise de première étape dans la modélisation de l'évolution de la panne du 14 août, l'équipe d'enquêteurs a établi un scénario de référence en créant une simulation de propagation du courant pour l'ensemble de l'interconnexion de l'Est, et l'a comparé aux conditions du réseau observées à 15 h 05 HAE, le 14 août. L'équipe s'est d'abord servie d'une analyse de la propagation prévue du courant, élaborée au printemps 2003 par les conseils régionaux sur la fiabilité en vue d'établir des directives visant la sûreté d'exploitation pour l'été à venir. Le niveau de détail de cette étude à l'échelle régionale est très supérieur à celui que les zones de contrôle et les coordonnateurs de la fiabilité utilisent habituellement. Cette étude consiste en une représentation détaillée de plus de 43 000 omnibus (points de convergence des lignes, des transformateurs et des génératrices), 57 600 lignes de transport et de toutes les centrales électriques importantes du nord des É.-U. et de l'est du Canada. L'équipe a ensuite modifié le scénario de propagation du courant de l'été de façon à faire correspondre les niveaux de production, de demande et d'interconnexion entre les zones de contrôle à 15 h 05 HAE, le 14 août. L'étalonnage consistait à faire correspondre les tensions et les propagations calculées avec les observations consignées à plus de 1 500 points du réseau. Il a fallu des milliers d'heures de travail pour étalonner le modèle de manière satisfaisante aux conditions observées à 15 h 05 HAE.

Après avoir étalonné le scénario de référence, l'équipe a procédé à une analyse d'incidents portant sur plus de 800 événements possibles à l'origine de la panne de 15 h 05 HAE. Aucun de ces impondérables n'a entraîné un dépassement de la charge des lignes de transport ou de la limite de tension des points omnibus avant la mise hors circuit de la ligne à 345 kV Harding–Chamberlin de la FE. Autrement dit, selon ces simulations, le réseau en place à 15 h 05 HAE pouvait continuer de fonctionner de manière sûre indépendamment de l'apparition de l'un ou l'autre des impondérables vérifiés. Du point de vue électrique, l'interconnexion de l'Est fonctionnait donc en respectant toutes les limites établies et en parfaite conformité avec les politiques d'exploitation du NERC. Toutefois, après la perte de la ligne à 345 kV Harding–Chamberlin et dans le cas de deux des impondérables examinés, les puissances nominales en situation d'urgence de plusieurs lignes du réseau auraient été dépassées. Autrement dit, il n'aurait plus fonctionné conformément aux politiques d'exploitation du NERC.

Conclusion

Le fait de déterminer que le réseau était dans un état d'exploitation fiable à 15 h 05 HAE est extrêmement important pour comprendre les causes de la panne. Il s'ensuit qu'aucune des conditions électriques du réseau avant 15 h 05 HAE n'a causé la panne. Cela permet d'éliminer les importantes propagations de courant vers le Canada, les fréquences réseau inhabituelles, les basses tensions plus tôt pendant la journée ou les jours précédents, ainsi que la non-disponibilité de certaines génératrices ou de certaines lignes de transport, séparément ou par un effet combiné, comme causes directes, principales ou uniques de la panne.

¹ Réunion d'instruction DOE/NERC, septembre 2003, déclaration de M. Steve Morgan (FE), PR0890803, lignes 5 à 23.

² L'opérateur de transport de FE a demandé le rétablissement de la batterie de condensateurs Avon n° 2. Exemple au canal 3, 13 h 33 min 40 sec.

³ De 13 h 13 à 13 h 28, l'opérateur de la fiabilité de FE a téléphoné à neuf opérateurs de centrale pour demander une tension supplémentaire. Exemples au canal 16, 13 h 13 min 18 sec, 13 h 15 min 49 sec, 13 h 16 min 44 sec, 13 h 20 min 44 sec, 13 h 22 min 7 sec, 13 h 23 min 24 sec, 13 h 24 min 38 sec, 13 h 26 min 4 sec, 13 h 28 min 40 sec.

4. Comment et pourquoi la panne a commencé

Sommaire

Dans ce chapitre, nous expliquerons les grands événements – facteurs électriques, informatiques et humains – qui ont jalonné le déroulement de la panne du 14 août dans la région du nord-est et en dégagerons les causes. Nous exposerons les faits constatés par l'équipe d'enquête en nous abstenant de présenter des renseignements ou des hypothèses ayant un caractère purement conjectural ou n'ayant pas reçu de confirmation. Une partie de cette information sur la chronologie précise de ce qui s'est passé dans le réseau d'électricité a été mise à jour depuis que le Groupe de travail a rendu publique sa première chronologie¹.

La période visée par l'exposé du présent chapitre débute à 12 h 15 heure avancée de l'Est (HAE) le 14 août au moment où des données d'entrée inexactes ont enlevé toute efficacité à l'estimateur d'état (instrument de contrôle de réseau) de MISO. À 13 h 31 HAE, la génératrice Eastlake 5 de FE s'est déclenchée et automatiquement arrêtée. Peu après 14 h 14 HAE, le système d'avertissement et d'enregistrement est tombé en panne à la salle de commande de FE et n'a pu être rétabli qu'après la panne générale. Après 15 h 05 HAE, un certain nombre de lignes de transport à 345 kV de FE ont commencé à tomber hors circuit, étant en contact avec une survégétation dans les emprises.

Vers 15 h 46 HAE, au moment où FE, MISO et les services d'électricité voisins commençaient à se rendre compte que le réseau de FE était en danger, la seule façon possible de prévenir la panne aurait été de délester pour au moins 1 500 à 2 500 MW de charge autour de Cleveland et d'Akron, montant qui augmentait rapidement à ce moment-là. On n'a toutefois fait aucun effort en ce sens et, à 15 h 46 HAE, il était peut-être déjà trop tard. Ce moment passé, la perte de quelques grandes lignes à 345 kV de FE dans le nord de l'Ohio a commencé à mettre hors circuit le réseau annexe de lignes à 138 kV, ce qui devait faire perdre à son tour à 16 h 06 HAE la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE. Ce chapitre se clôt sur la perte de cette dernière ligne, événement qui devait provoquer la cascade impossible à maîtriser qui s'est trouvée à l'origine de la panne générale.

La perte de la ligne Sammis-Star a eu cet effet, parce qu'elle a sectionné le circuit à 345 kV reliant le nord à l'est de l'Ohio. Autour d'Akron dans cet État, des événements antérieurs avaient déjà causé une panne, mais le nord de l'Ohio était demeuré en gros en interconnexion et la demande d'électricité était forte. Ainsi, la perte de la ligne Sammis-Star qui était très en surcharge a instantanément grevé, dans de lourdes et dangereuses proportions, les lignes des secteurs adjacents et l'effet de cascade s'est rapidement propagé à mesure que les lignes et les génératrices se mettaient automatiquement hors circuit pour ne pas subir de dégâts matériels.

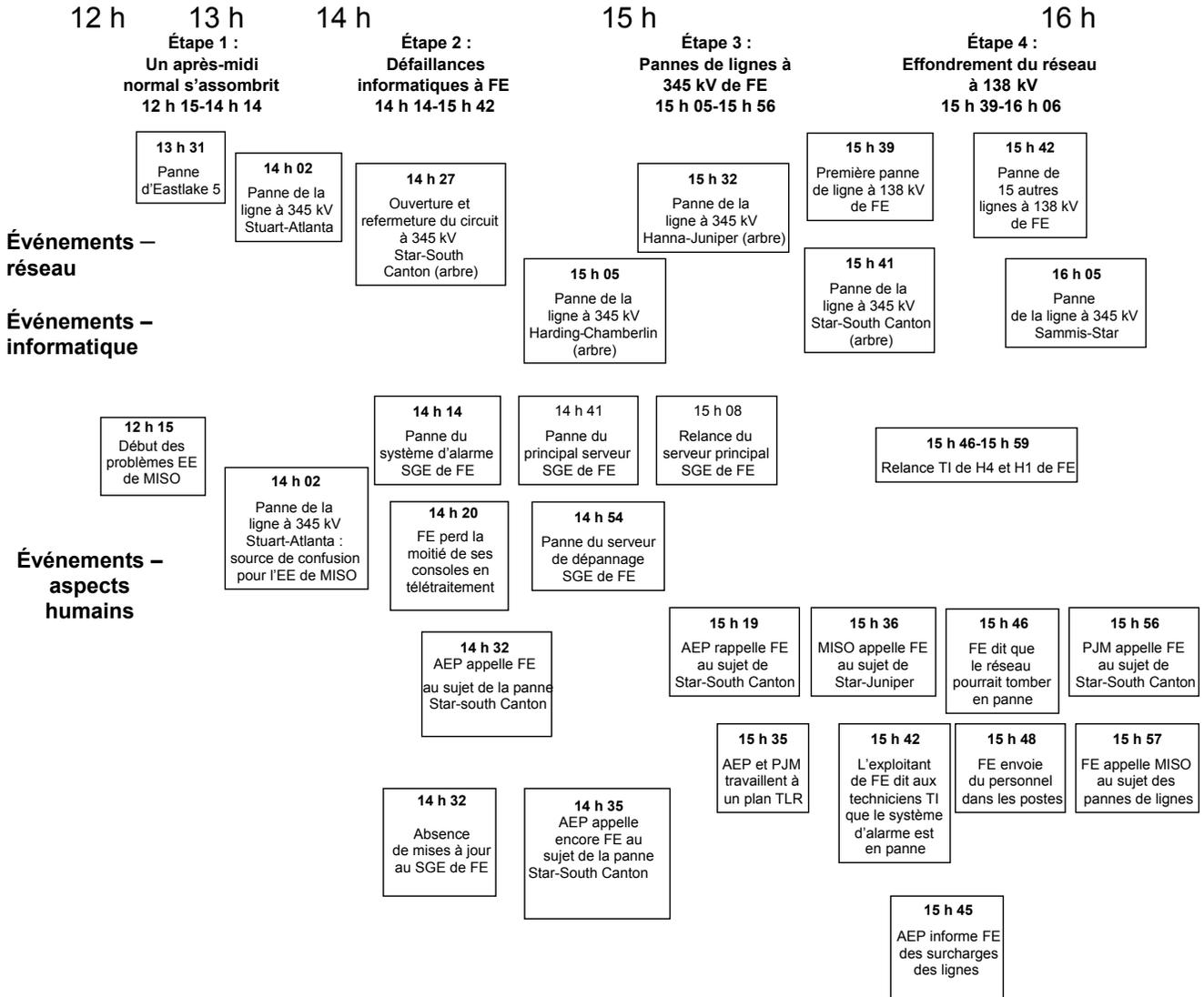
Organisation du chapitre

Ce chapitre se divise en plusieurs sections correspondant aux grands événements qui se sont produits dans le réseau de FirstEnergy et les secteurs voisins dans les heures qui ont précédé la cascade de pannes :

- **Étape 1** : Un après-midi normal s'assombrit (12 h 15 à 14 h 14 HAE)
- **Étape 2** : Défaillances informatiques à FE (12 h 14 à 15 h 42 HAE)
- **Étape 3** : Panne de trois lignes de transport à 345 kV de FE et déluge d'appels téléphoniques (15 h 05 à 15 h 56 HAE)
- **Étape 4** : Effondrement du réseau à 138 kV et perte de la ligne Sammis-Star (15 h 39 à 16 h 06 HAE)

Les événements clés pour chacune des phases sont résumés à la Figure 4.1, une chronologie des principaux événements à l'origine de la panne en Ohio. Nous ferons ressortir les événements les plus importants à chaque stade et expliquerons en quoi ceux-ci étaient liés entre eux et à la cascade de pannes.

Figure 4.1 Chronologie du début de la panne en Ohio



Étape 1 – Un après-midi normal s’assombrit : 12 h 15 à 14 h 14

Aperçu de cette étape

Dans le nord de l’Ohio, on vivait un après-midi d’août normal avec des charges modérément élevées qui étaient attribuables à la demande de climatisation. FirstEnergy (FE) importait environ 2 000 MW dans son territoire de desserte, ce qui faisait consommer à son réseau beaucoup de puissance réactive. Comme deux des points de production de puissance active et réactive étaient déjà en arrêt de fonctionnement (Davis-Besse et Eastlake 4), la perte de la génératrice Eastlake 5 à 13 h 31 HAE a encore nui à l’alimentation essentielle en tension du secteur Cleveland-Akron. Une modélisation détaillée en simulation révèle que l’arrêt d’Eastlake 5 a joué un grand rôle dans la panne qui s’est produite cet après-midi-là. Eastlake 5 étant hors service, les charges des lignes de transport se sont notablement élevées et, après le sectionnement de la ligne Harding-Chamberlin de FE à 15 h 05 HAE, le réseau est devenu incapable de faire face à de nouveaux événements imprévus sans créer de surcharges supérieures aux valeurs d’exception. Si Eastlake 5 était demeuré en service, les charges auraient été moindres par la suite et les mises hors circuit par contact avec des arbres auraient pu ne pas se produire. À proprement parler cependant, cette perte n’a pas causé la panne générale. Les causes premières ont été les défaillances informatiques postérieures qui ont fait perdre de vue la situation à la salle de commande de FE et les pannes de grandes lignes de transport de FE par contact avec des arbres.

À 14 h 02 HAE, la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la Dayton Power & Light (DPL) est tombée hors circuit par contact avec un arbre. Cette ligne n’a pas eu d’incidence électrique directe sur le réseau de FE, mais devait influencer sur le fonctionnement de MISO comme coordonnateur en fiabilité, bien que PJM ait coordonné en fiabilité la ligne DPL. Un des principaux instruments d’évaluation d’état de réseau de MISO, son estimateur d’état, a été incapable de jauger les conditions du réseau pendant le gros de la période 12 h 37-15 h 34 HAE tant par erreur humaine que comme conséquence de la perte de la ligne Stuart-Atlanta de DPL sur d’autres lignes de MISO selon les calculs de l’estimateur d’état. Cet estimateur étant devenu inefficace, MISO s’est trouvé dans l’incapacité de procéder à des analyses d’éventualité de pertes de génératrices et de lignes dans sa zone de fiabilité. Ne disposant pas de cet outil jusqu’à 15 h 34 HAE, MISO ne pouvait établir que, compte tenu de l’arrêt d’Eastlake 5 et dans l’éventualité de la perte d’une importante ligne de transport, les autres lignes se retrouveraient en surcharge (comme cela s’est effectivement produit). Il n’a donc pu lancer les avertissements et les consignes opérationnelles qui s’imposaient.

Causes de la panne

La panne du 14 août 2003 est imputable à des défaillances qui se sont accumulées cet après-midi-là sur le plan des pratiques, de l'appareillage et des décisions humaines. Les causes se rangent dans trois catégories :

Type 1 : Connaissance insuffisante de la situation à FirstEnergy (FE). Signalons en particulier les faits suivants :

- A. FE n'a pas su veiller à la sécurité de son réseau de transport après d'importants événements imprévus, parce qu'elle n'avait pas une bonne capacité courante d'analyse d'éventualités (voir p. 49);
- B. n'avait pas de procédures garantissant que ses préposés restaient au fait de l'état fonctionnel de leurs principaux instruments de contrôle; (voir p. 53);
- C. n'avait pas de procédures permettant de bien vérifier l'état fonctionnel de ces instruments après des réparations (voir p. 53);
- D. n'avait pas d'instruments de contrôle additionnels qui lui aurait donné une vue d'ensemble de l'état de son réseau de transport pour faciliter à ses préposés la compréhension des conditions du réseau après une panne des principaux systèmes de contrôle et d'alarme (voir p. 55).

Type 2 : Défaut de FE de bien maîtriser la croissance de la végétation dans les emprises de son réseau de transport. C'est là la cause commune de la panne subie par trois lignes de transport à 345 kV (voir p. 62).

Type 3 : Défaut des organismes en fiabilité du réseau interconnecté d'assurer un soutien efficace de diagnostic. Signalons en particulier les faits suivants :

- A. MISO n'avait pas d'information en temps réel sur la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta de la Dayton Power & Light pourtant intégrée à son estimateur d'état (outil de contrôle de réseau). Ce problème de logiciel et d'autres l'ont empêché de se rendre compte tôt du dérèglement du réseau de FE et d'essayer d'apporter son aide en conséquence (voir p. 46).
- B. Les coordonnateurs en fiabilité de MISO n'utilisaient pas une information en temps réel comme soutien du contrôle en direct à la vanne de transmission, d'où l'impossibilité pour cet instrument de contrôle d'avertir MISO d'un écart de sécurité N-1 dans le réseau de FE de sorte qu'il puisse aider cette dernière à prendre les mesures correctives nécessaires (voir p. 69).
- C. MISO n'avait pas de moyen efficace de constater le lieu et l'importance des opérations de coupe-circuit de lignes de transport signalées par son SGE-EMS (Système de gestion de l'énergie). Une telle information aurait permis à ses préposés de se rendre compte plus tôt des pannes importantes de lignes (voir p. 46 et 64).
- D. PJM et MISO n'avaient ni procédures ni règles communes quant au moment et à la façon de réagir en coordination à un écart de limites de sécurité observé par l'un dans le secteur de l'autre à cause d'un événement imprévu près de leur frontière commune (voir p. 66).

Dans les pages qui suivent, les sections qui traitent de causes particulières sont désignées par les symboles suivants :

**Cause 1 :
Connaissance
insuffisante de
la situation**

**Cause 2 :
Élagage
insuffisant
des arbres**

**Cause 3 :
Soutien insuffisant en
diagnostic du
coordonnateur en fiabilité**

Interrogés dans le cadre de l'enquête, tous les services d'électricité, les exploitants de secteur de commande et les coordonnateurs en fiabilité ont indiqué que la matinée du 14 août avait été plutôt normale. Les gestionnaires de FE ont parlé d'une journée sans crête de charge². Les répartiteurs ont répété que, si les tensions étaient faibles, elles rappelaient celles du passé³. Il reste que, tout au long de la matinée et au début de l'après-midi du 14 août, FE a signalé un besoin grandissant d'alimentation de soutien en tension de la région supérieure du Midwest.

Conclusions initiales – Dérogations aux normes de fiabilité du NERC

NOTA : Ce sont des conclusions initiales qui pourront être révisées par le NERC. Il se peut aussi que des dérogations s'ajoutent.

Dérogation no 1. À la suite de la panne de la ligne à 345 kV Chamberlin-Harding, FE n'a pas fait le nécessaire dans les 30 minutes pour remettre le réseau dans un état sûr de fonctionnement^a.

Référence : Politique d'exploitation 2 du NERC

À la suite d'un événement imprévu ou autre qui crée un écart de LIMITES DE SÉCURITÉ DE FONCTIONNEMENT, le SECTEUR DE COMMANDE remet le réseau de transport le plus tôt possible dans ses LIMITES DE SÛRETÉ DE FONCTIONNEMENT et cette opération ne doit pas durer plus de 30 minutes.

Dérogation no 2. FE n'a pas avisé les autres réseaux de l'urgence imminente dans son réseau^b.

Référence : Politique d'exploitation 5 du NERC

Notification aux autres réseaux. Un réseau doit informer les autres réseaux de sa région ou sous-région, par des voies de communication déterminées d'avance, lorsque les situations suivantes sont prévues ou se présentent :

Le réseau grève les autres réseaux. Son état grève les autres réseaux ou diminue la fiabilité de l'Interconnexion.

Manque de protection en cas d'événement imprévu unique. Les charges et les valeurs de tension et de réaction des lignes du réseau sont telles qu'un seul événement imprévu risque de compromettre la fiabilité de l'Interconnexion

Dérogation no 3. FE n'a pas employé les outils d'estimation d'état et d'analyse d'éventualités pour évaluer les conditions du réseau^c.

Référence : Politique d'exploitation 5 du NERC

On doit mettre des outils d'information et d'analyse suffisants à la disposition de l'exploitant de réseau pour pouvoir établir la (les) cause(s) de l'apparition d'écarts de LIMITES DE SÛRETÉ DE FONCTIONNEMENT. Les données en question doivent être à la fois directes (en temps réel) et prédictives de sorte que les mesures correctives qui s'imposent puissent se prendre.

Dérogation no 4. La formation des préposés de FE était déficiente pour un fonctionnement sûr^d.

Référence : Politique d'exploitation 8 du NERC

Formation des PRÉPOSÉS DE L'EXPLOITANT DE RÉSEAU. Chaque RESPONSABLE D'EXPLOITATION DE RÉSEAU doit mettre à la disposition de ses préposés un programme coordonné de formation conçu pour faciliter la sûreté de fonctionnement. Ce programme doit comporter ce qui suit :

- Personnel de formation. Personnes compétentes tant pour leur connaissance de l'exploitation du réseau que pour leurs qualités pédagogiques.
- Vérification de la réalisation des objectifs. Vérification de la réalisation par tous les gens formés de l'ensemble des objectifs fixés de formation, ce qui comprend une évaluation documentée de leurs progrès en formation.
- Examen. Examen périodique permettant de s'assurer que le matériel de formation est techniquement précis et complet et que le programme de formation continue à atteindre ses objectifs.

Dérogation no 5. MISO n'a pas avisé des problèmes possibles les autres coordonnateurs en fiabilité^e.

Référence : Politique d'exploitation 9 du NERC

Notification de problèmes possibles aux COORDONNATEURS EN FIABILITÉ. Le COORDONNATEUR EN FIABILITÉ qui prévoit un problème de transport dans son SECTEUR DE FIABILITÉ avertit tous les SECTEURS DE COMMANDE et les exploitants de réseau de transport de son SECTEUR DE FIABILITÉ et tous les COORDONNATEURS EN FIABILITÉ DE L'INTERCONNEXION par le RCIS sans tarder à agir ainsi.

Dérogation no 6. Le MISO n'avait pas une capacité de contrôle suffisante^f.

Référence : Politique d'exploitation 9 du NERC, annexe 9D

Moyens suffisants. On doit disposer de moyens suffisants pour s'acquitter de responsabilités comme les suivantes :

Capacité de contrôle détaillé du SECTEUR DE FIABILITÉ et capacité suffisante de contrôle des SECTEURS DE FIABILITÉ voisins de sorte que toute éventuelle dérogation aux règles de sécurité puisse être constatée.

Contrôle permanent du secteur de fiabilité. On doit s'assurer que le SECTEUR DE FIABILITÉ dont on a la charge fait l'objet d'un contrôle continu et suffisant, ce qui comprend les mesures relatives aux moyens de dépannage.

^a*Investigation team modeling showed that following the loss of the Chamberlin-Harding 345-kV line the system was beyond its Operating Security Limit; i.e., the loss of the next most severe contingency would have resulted in other lines exceeding their emergency limits. Blackout causes 1A, 1B, 1E; confirmed deficiencies 3, 4, and 11.*

^b*DOE on-site interviews; comparative review of FE and MISO phone transcripts of 14 August; no calls found of FE declaring an emergency to MISO in either set of transcript ... Blackout causes 1A, 1B, 1D, 1E.*

^c*DOE on-site interviews; Mr. Morgan, September 8 and 9 transcripts.*

^d*Site visit by interviewers from Operations Team ... Confirmed deficiencies 6 and 7.*

^e*MISO site visit and DOE interviews; Oct. 1-3 Newark meetings (ns100303.pdf; Harzey-Cauley conversation, pages 111-119; blackout cause 3D).*

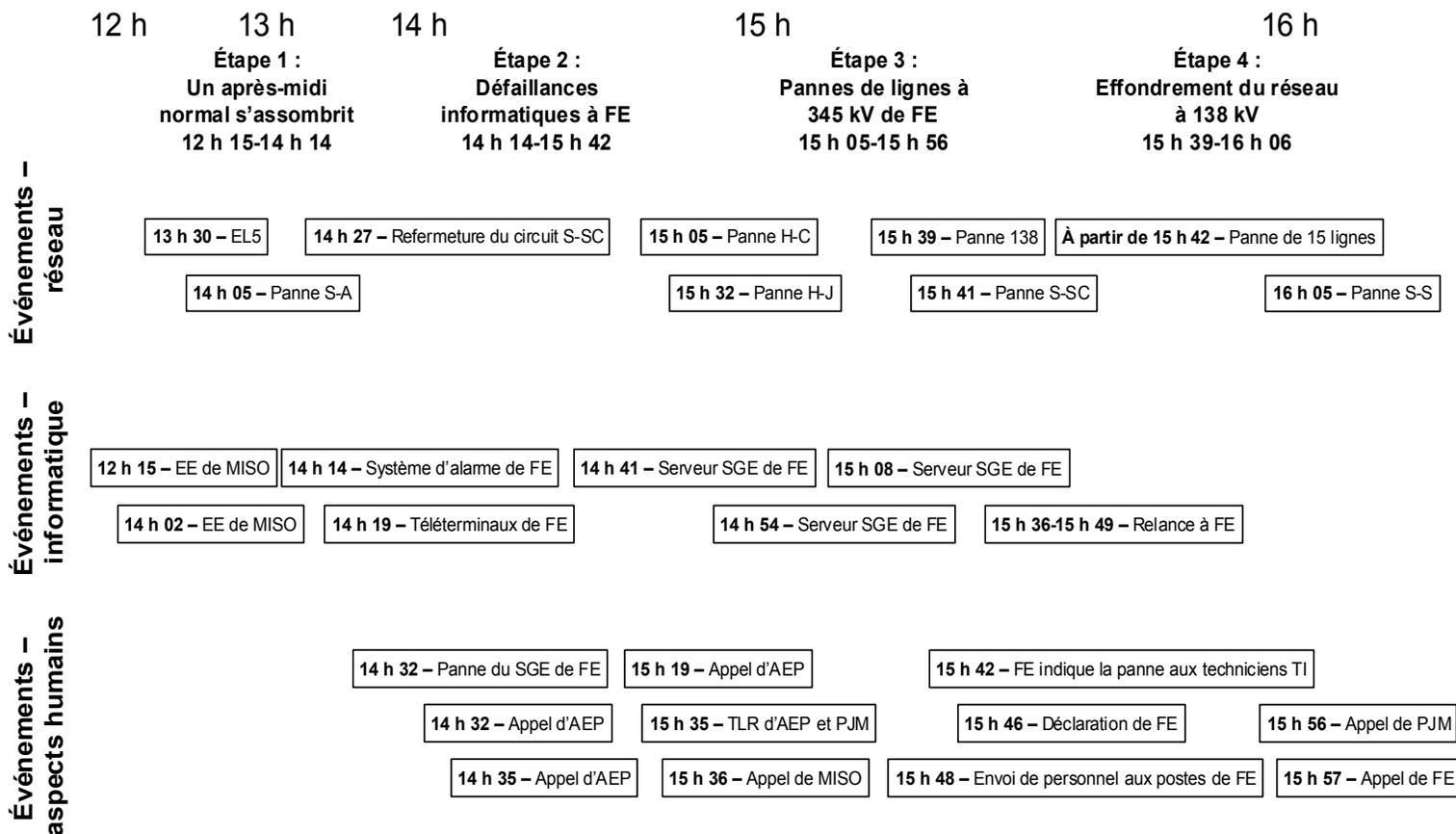
^f*DOE interviews and Operations Team site visit. Oct. 1-3 Newark meetings (ns100303.pdf; Harzey-Cauley conversation, pages 111-119; blackout causes 3A, 3B, 3C; confirmed deficiencies 2, 8, 10 and 11).*

L'exploitant en fiabilité s'est inquiété dès 13 h 13 HAE de la faible tension du réseau de FE. Il a demandé un soutien en tension (montée en puissance réactive) aux génératrices en interconnexion de FE. Les installations fonctionnaient en mode automatique de commande de tension (réagissant aux conditions et aux besoins de tension du réseau plutôt que d'entretenir un volant fixe d'alimentation en puissance). Conformément au guide d'exploitation de FE⁴, son exploitant en fiabilité a commencé à appeler les préposés aux génératrices pour demander une

alimentation supplémentaire en tension. Il a indiqué à la plupart d'entre eux que les tensions s'affaissaient partout dans le réseau. Plusieurs ont mentionné avoir déjà atteint ou être sur le point d'atteindre le maximum possible d'alimentation en tension. On n'a demandé à aucun de diminuer son alimentation en puissance active pour augmenter l'alimentation en puissance réactive. L'exploitant en fiabilité a respectivement appelé les génératrices Sammis, West Lorain et Eastlake à 13 h 13, 13 h 15 et 13 h 16 HAE. Il y a eu trois autres appels non précisés entre 13 h 20 et 13 h 23 HAE. Il y a eu un appel à l'unité 9 à 13 h 24 et deux autres appels à 13 h 26 et 13 h 28 HAE⁵. Les préposés se sont efforcés de remettre en service le condensateur shunt à Avon pour un soutien en tension⁶.

Après la perte d'Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, les inquiétudes des préposés de FE au sujet des valeurs de tension se sont avivées. Ils ont appelé Bayshore à 13 h 41 et Perry à 13 h 43 HAE pour demander une alimentation supplémentaire en tension. Disons une fois de plus que, si on a fait des efforts appréciables pour soutenir en tension le secteur de l'Ohio, le personnel de FirstEnergy n'a pas jugé que les conditions étaient inhabituelles pour une journée de crête de charge, mais ce n'était pas une de ces journées de pointes records.

Figure 4.2 Chronologie de l'Étape 2



Grands événements de l'étape 1

- 1A) De 12 h 15 à 16 h 04 HAE, le logiciel d'estimation d'état de MISO perd de son efficacité et son seul outil d'évaluation d'éventualités en fiabilité n'est plus disponible.
- 1B) À 13 h 31 min 34 s HAE, la génératrice Eastlake 5 se déclenche dans le nord de l'Ohio.
- 1C) À 14 h 02 HAE, la ligne de transport à 345 kV Stuart-Atlanta tombe hors circuit dans le sud de l'Ohio.

1A 12 h 15 à 16 h 04 HAE Arrêt de l'estimateur d'état de MISO

Il est courant que les coordonnateurs en fiabilité et les secteurs de commande se servent d'un outil appelé estimateur d'état (EE) pour améliorer en précision les données brutes d'échantillonnage du réseau d'électricité par un traitement mathématique de ces données qui les aligne sur le modèle de réseau. L'information obtenue sur les tensions et les charges de l'appareillage est exploitée, par exemple, dans des logiciels d'analyse d'éventualités en temps réel pour une simulation de conditions et de pannes permettant de juger de la fiabilité du réseau. Par l'analyse d'éventualités en temps réel (AETR ou RTCA), on peut alerter l'exploitant si le réseau perd de sa fiabilité. On peut faire fonctionner cet instrument d'analyse à intervalles réguliers (toutes les cinq minutes, par exemple), lorsque des événements se produisent dans le

réseau (perte d'une centrale ou d'une ligne de transport, par exemple) ou à la demande de l'exploitant. MISO fait fonctionner habituellement le EE aux cinq minutes, et le AETR moins souvent. Si le modèle ne dispose pas de données exactes et à jour sur des éléments clés de l'appareillage de réseau ou que les principales données d'entrée sont fausses, l'estimateur d'état sera peut-être incapable de produire une solution ou il en produira une qui sera considérée comme largement entachée d'erreurs. MISO juge que ses outils EE et AETR doivent encore être perfectionnés et qu'ils n'ont pas atteint leur pleine maturité.

Le 14 août vers 12 h 15 HAE, l'estimateur d'état de MISO a produit une solution très discordante (se situant hors des marges admissibles d'erreur), ce qui était dû à une panne de la ligne à 230 kV Bloomington-Denois Creek de Cinergy. Cette ligne était hors service, mais l'estimateur d'état de MISO n'avait pas été mis à jour en conséquence. Dans le secteur de coordination en fiabilité de MISO, les données d'état de lignes sont transmises à MISO par le réseau de données ECAR ou une liaison directe pour une alimentation automatique en données de l'estimateur d'état. Pour cela, il faut une désignation coordonnée des données et des instructions de raccordement entre les données et les instruments. Dans le cas de cette ligne, le raccordement automatique entre les données d'état de lignes et l'estimateur d'état n'avait pas encore été établi (ce travail est en cours). Il y a eu correction d'état des lignes et l'analyse a obtenu une bonne solution EE à 13 h et une solution AETR à 13 h 07 HAE, mais pour corriger la difficulté, il avait arrêté la commande automatique de l'estimateur d'état aux cinq minutes. Après avoir réglé le problème, il a oublié de remettre la commande en service et, bien que les systèmes EE et AETR aient bien fonctionné en mode manuel et produit de bonnes analyses de réseau, les instruments en question n'ont pas été remis en mode automatique normal. Pensant que le système avait été bien rétabli, l'analyste est parti manger.

**Cause 3 :
Soutien insuffisant en
diagnostic du
coordonnateur en fiabilité**

C'est vers 14 h 40 HAE qu'on a constaté que l'estimateur d'état ne fonctionnait pas automatiquement aux cinq minutes prévues. On a actionné la commande automatique, mais une fois de plus l'estimateur d'état n'a pas produit de bonne solution. Cette fois, on a fait enquête pour juger que la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta (14 h 02 HAE) était la cause probable⁷. Cette ligne dont la

Dayton Power & Light et AEP sont copropriétaires est contrôlée par la première de ces sociétés et se trouve dans le secteur de coordination en fiabilité de PJM. Elle relève des contrôles de fiabilité de PJM plutôt que de MISO. Elle influe sur les débits d'acheminement dans le secteur de MISO, mais son état n'est pas automatiquement contrôlé par l'estimateur d'état de MISO.

La discordance entre les débits effectivement mesurés (avec la ligne Stuart-Atlanta hors circuit) et le modèle de MISO (avec cette même ligne en circuit) a empêché l'estimateur d'état de produire une bonne solution. À 15 h 09 HAE, ayant été informé par l'ingénieur du système que la ligne Stuart-Atlanta constituait sans doute le problème, le préposé de MISO a dit (par erreur) que cette ligne était en service. L'ingénieur a alors tenté sans succès de produire une solution en tenant pour acquis que cette ligne était en service dans la modélisation, et ce, jusqu'à environ 15 h 29 HAE où le préposé de MISO a appelé PJM pour vérifier l'état de la ligne. Après avoir constaté que la ligne Stuart-Atlanta était hors circuit, on a mis à jour l'estimateur d'état qui a alors produit une bonne solution. Mis en mode manuel, l'AETR a aussi produit une bonne solution à 15 h 41 HAE. À 16 h 04 HAE, l'estimateur d'état et l'analyseur d'éventualités de

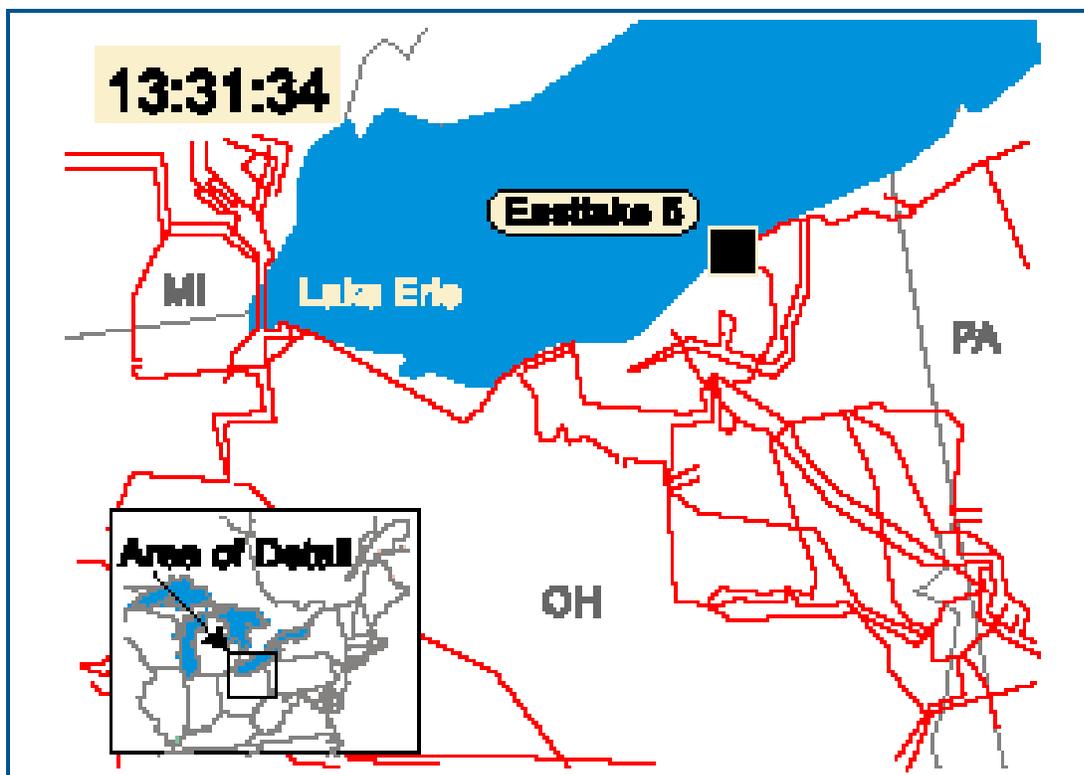
MISO étaient entièrement revenus en mode automatique et produisaient de bonnes solutions, c.-à-d. environ deux minutes avant le début de la cascade.

Bref, ces deux instruments de MISO étaient en réalité hors service de 12 h 15 à 16 h 04 HAE, ce qui devait empêcher MISO de procéder rapidement à des évaluations de préalerte de la fiabilité du réseau d'électricité dans l'après-midi du 14 août.

1B 13 h 31 HAE Arrêt de la génératrice Eastlake 5

La génératrice Eastlake 5 (à débit nominal de 597 MW) se situe dans le nord de l'Ohio sur la rive méridionale du lac Érié. Elle est reliée au réseau de transport à 345 kV de FE (figure 4.3). À Cleveland et à Akron, les charges sont généralement soutenues par une combinaison de génératrices d'Eastlake et de Davis-Besse avec en complément des importations appréciables et notamment 9 100 MW en provenance de la frontière Ohio-Pennsylvanie. Eastlake 4 et Davis-Besse étant indisponibles, FE a dû importer plus d'énergie dans le secteur de Cleveland (en provenance de ses propres génératrices ou en provenance ou par transit des services d'électricité voisins) pour soutenir les charges.

Figure 4.3 Carte d'Eastlake 5



Système de gestion de l'énergie (SGE-EMS) et outils d'aide à la décision

Les exploitants s'attachent aux problèmes susceptibles de se poser dans les réseaux en recourant à des analyses d'éventualités par estimation d'état à l'aide des données recueillies par le système SCADA.

SCADA: Les exploitants de réseau se servent de systèmes SCADA (systèmes de commande et d'acquisition de données) pour acquérir des données sur le réseau d'électricité et commander leur appareillage. Les systèmes SCADA comportent trois types d'éléments : téléterminaux, communications vers et entre les téléterminaux et un ou plusieurs postes principaux.

Les téléterminaux installés dans les centrales et les postes électriques des réseaux sont des unités combinées de collecte de données et de commande d'appareillage. Ils recueillent et fournissent des indications d'intérêt pour les exploitants de réseau, qu'il s'agisse de l'état des coupe-circuit (commutateurs), de la tension des lignes ou de la quantité d'électricité produite par une génératrice. Ils commandent les opérations d'ouverture et de fermeture de coupe-circuit. Les téléterminaux sont dotés de moyens de télécommunication comme des lignes téléphoniques ou des voies hyperfréquence pour pouvoir communiquer avec un ou plusieurs postes principaux SCADA ou entre eux, ce qui est moins fréquent.

Les postes principaux sont les éléments d'un système SCADA qui lancent un cycle de collecte de données pour les téléterminaux et les moyens de télécommunication, le cycle en question pouvant durer de quelques secondes à plusieurs minutes. Dans bien des réseaux d'électricité, les postes principaux sont entièrement intégrés à la salle de commande, servant d'interface directe au Système de gestion de l'énergie (SGE), recevant des données en provenance des téléterminaux et relayant les instructions de salle de commande à l'appareillage extérieur en vue de leur exécution.

Estimation d'état : Les exploitants de réseau de transport ont en «visibilité» (constatation des conditions) leurs propres installations de transport. La plupart des salles de commande ne reçoivent pas en direct des données sur la tension et la puissance de leurs lignes pour chaque installation qu'ils doivent mettre en visibilité. Les estimateurs d'état de réseau exploitent plutôt les données de mesure en temps réel disponibles sur un sous-ensemble des installations dans une modélisation mathématique complexe de réseau qui reproduit la configuration de ce dernier (selon les installations qui sont en service ou non), ainsi que des données en temps réel sur les conditions de réseau pour estimer la tension à chaque bus et les débits en puissance réelle et réactive à chaque ligne ou transformateur. Les coordonnateurs en fiabilité et les secteurs de commande qui ont des estimateurs d'état peuvent s'en servir à intervalles réguliers ou au besoin (c'est-à-dire à la demande). Ce ne sont pas tous les secteurs de commande qui en utilisent.

Analyse d'éventualités : Avec la représentation que lui donne l'estimateur d'état des conditions du moment dans le réseau, l'exploitant ou le planificateur soumet à une analyse d'éventualités l'incidence sur la sécurité du réseau de certaines pannes (de lignes, de génératrices ou d'autres éléments d'appareillage) ou d'une élévation des charges, des débits ou des productions. Par analyse d'éventualités, on devrait constater des problèmes comme les surcharges de lignes ou les écarts de tension consécutifs à un événement (éventualité) qui se produit dans le réseau. Un certain nombre d'exploitants de réseaux de transport et de secteurs de commande disposent et font usage d'estimateurs pour élaborer des scénarios de base à partir desquels analyser les éventualités («N-1», c'est-à-dire «normale moins 1 élément») liées aux conditions du moment. Cet instrument permet généralement de juger de la sûreté de fonctionnement du réseau. Dans bien des secteurs de commande, on ne se sert pas d'instruments d'analyse d'éventualités en temps réel, mais d'autres y recourent à la demande lorsque se sont produits des événements peut-être importants dans le réseau.

Lorsque Eastlake 5 est tombé hors circuit, les mouvements causés par les transferts de puissance en remplacement et le soutien réactif des importations dans le secteur ont contribué à élever les charges des lignes de la région. À 15 h HAE le 14 août, la charge du réseau de FE était d'environ 12 165 MW. Ce réseau importait 2 575 MW, 21 % du total. Avec des importations aussi élevées, les besoins en puissance réactive ont encore augmenté. La modélisation faite par l'équipe d'enquête indique que, à 15 h HAE, le réseau de FE consommait tant de puissance réactive qu'il devenait un importateur net, recevant 132 MVAR.

Les simulations de réseau effectuées par l'équipe d'enquête indiquent que la perte d'Eastlake 5 a représenté un facteur critique dans le déroulement des événements. La simulation en analyse d'éventualités des conditions consécutives à la perte du circuit à 345 kV Harding-Chamberlin à 15 h 05 HAE révèle que le réseau était désormais incapable de faire face à certaines éventualités sans surcharger les lignes au-delà des valeurs d'exception. Il reste que, si Eastlake 5 est modélisé comme en service et pleinement pris en compte dans ces simulations, toutes les surcharges supérieures aux valeurs d'exception peuvent être éliminées même avec la perte de Harding-Chamberlin.

**Cause 1 :
Connaissance
insuffisante de
la situation**

Après l'arrêt d'Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, FE n'a pas procédé à une analyse d'éventualités pour juger si la perte d'autres lignes ou centrales mettrait le réseau en danger. Il n'y a pas eu non plus d'analyse d'éventualités après la perte de Harding-Chamberlin à 15 h 05 HAE (en partie parce qu'on ignorait que ce circuit était hors service). Ce service d'électricité n'avait pas l'habitude non plus d'effectuer de telles études⁸. Ainsi, FE ne s'est pas rendu compte que son réseau n'était plus en état de sécurité N-1 à 15 h 05 HAE, d'où la nécessité d'une intervention pour redresser la situation.

1C 14 h 02 HAE Panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta

**Cause 3 :
Soutien insuffisant en
diagnostic du
coordonnateur en fiabilité**

La ligne de transport à 345 kV Stuart-Atlanta se situe dans le secteur de commande de la Dayton Power & Light⁹. À 14 h 02 HAE, cette ligne était tombée hors circuit par contact avec un arbre. Il y a eu court-circuit de mise à la terre et verrouillage. La modélisation de l'équipe d'enquête indique que la perte de la ligne Stuart-Atlanta de DPL n'a pas eu d'incidence électrique appréciable sur les débits et les tensions dans le secteur de FE. L'équipe a examiné la sécurité du réseau de FE, vérifiant les débits et les tensions en relation avec les pannes de centrales et de lignes qui ont eu lieu l'après-midi du 14 août. Cette analyse montre que la disponibilité ou l'indisponibilité de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta n'a en rien influé sur la capacité et le fonctionnement du réseau de FE, ni sur les charges des lignes immédiatement après sa mise hors circuit ou plus tard cet après-midi-là. Comme il est mentionné précédemment, la seule raison pour laquelle la ligne de transport Stuart-Atlanta est pertinente à la panne de courant et que la panne survenue sur cette ligne a été en partie responsable de la défaillance de l'estimateur d'état MISO, empêchant par conséquent ce dernier de détecter les conditions précaires du système avant 16 h 04.

Étape 2 – Défaillances informatiques à FE : 14 h 14 à 15 h 05 HAE

Aperçu de cette étape. Vers 14 h 14 HAE, les préposés de la salle de commande de FE ont perdu le système d’alarme qui produit les avertissements sonores et visuels lorsqu’un élément d’appareillage important commence à poser un problème. Peu après, le SGE-EMS a perdu la moitié de ses pupitres de télécommande. Il a ensuite été privé du principal ordinateur-serveur du système d’alarme, puis du serveur de dépannage et, par conséquent, toutes les fonctions assurées par ces serveurs ont cessé à 14 h 54 HAE. Toutefois, aucun préposé de la salle de commande de FE ne s’est rendu compte pendant plus d’une heure que les systèmes informatiques fonctionnaient mal, bien que les techniciens TI de FE aient eu connaissance des problèmes et essayé déjà de les résoudre et alors même que l’absence d’avertissements et d’autres signes ait pu largement faire voir à ces mêmes préposés que le SGE était dérégulé. Ainsi, sans SGE en fonctionnement et dans l’ignorance de cette absence de fonctionnement, les intéressés sont restés inconscients du début de détérioration de l’état du réseau. Sans le savoir, ils se sont appuyés sur des données déjà dépassées sur l’état du réseau pour écarter l’information venant d’autres personnes au sujet des problèmes qui se multipliaient dans leur réseau.

Principaux événements de cette étape

- 2A) 14 h 14 HAE Le logiciel d’avertissement et d’enregistrement de FE se dérègle. Ni les préposés de la salle de commande ni les techniciens TI du SGE ne se rendent compte du défaut de fonctionnement de ce système d’alarme de FE.
- 2B) 14 h 20 HAE De nombreux pupitres de télécommande de FE se dérèglent. L’ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement par ordinateur.
- 2C) 14 h 27 min 16 s HAE La ligne de transport à 345 kV Star-South Canton se déclenche et le circuit est ensuite refermé.
- 2D) 14 h 32 HAE AEP appelle la salle de commande de FE pour lui parler des indications reçues d’ouverture et de refermeture du circuit à 345 kV Star-South Canton. FE n’a ni avertissement ni enregistrement de la perte de cette ligne.
- 2E) 14 h 41 HAE Le serveur principal du système d’alarme de la salle de commande de FE se dérègle. Ses applications et ses fonctions sont reprises par un ordinateur de dépannage. L’ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement.
- 2F) 14 h 54 HAE L’ordinateur de dépannage de FE se dérègle et toutes ses fonctions cessent. L’ingénieur TI de FE reçoit un téléavertissement.

**Cause 1 :
Connaissance
insuffisante de
la situation**

Arrêt du système d’alarme de FE

Le logiciel d’avertissement et d’enregistrement SCADA est tombé en panne peu après 14 h 14 HAE (dernière heure de réception d’un signal valide d’avertissement), après quoi on n’a reçu aucun nouvel avertissement aux pupitres de la salle de commande de FE ni n’a pu relever d’avertissements dans le système d’enregistrement correspondant du SGE. Les préposés comptent beaucoup sur les avertissements sonores et visuels et les enregistreurs d’avertissements pour constater les changements importants de conditions de leur réseau. Après 14 h 14 HAE le 14 août, les préposés de la salle de commande de FE étaient lourdement handicapés sans ces outils, mais ils l’étaient encore plus en ne sachant pas qu’ils fonctionnaient sans le système d’alarme, c’est-à-dire sans même pouvoir se rendre compte des changements de conditions du réseau.

Les avertissements représentent une fonction primordiale du SGE. Ils sont le moyen par excellence pour les exploitants de réseau de constater les événements auxquels ils doivent prêter attention dans leur secteur. Sans ces avertissements, les événements révélateurs d'un ou de plusieurs changements importants de conditions de réseau peuvent se produire et rester inaperçus de l'exploitant. Même sans avertissements, si l'exploitant est conscient de la situation et que les autres fonctions du SGE demeurent intactes, il peut continuer à se servir de ce système pour contrôler et commander le réseau. Dans de telles circonstances, il devra analyser continuellement par répétition et en mode manuel l'abondance de données et de points descriptifs d'état de réseau dans la multitude d'affichages du SGE.

Avertissements

Les exploitants de réseau doivent constamment regarder de près la multitude de choses qui se produisent en même temps dans leur réseau : charge, production et approvisionnement permettant de soutenir cette charge, réserves disponibles, mesures d'états critiques de réseau (tensions des lignes, etc.), etc. Comme il est humainement impossible d'observer et de comprendre tous ces éléments et ces conditions du même coup, le Système de gestion de l'énergie procède par avertissements pour communiquer l'information d'intérêt aux préposés de salle de commande. Les avertissements en question reposent sur les données recueillies par le système SCADA de commande et d'acquisition de données.

Ils sont conçus pour attirer en toute rapidité et efficacité l'attention de l'exploitant de réseau sur les événements ou les changements d'intérêt dans le réseau. Ils comportent des combinaisons de signaux sonores et visuels : sons au pupitre de commande du préposé, modifications de symboles ou de couleurs, séquences d'animation aux consoles, affichages, etc. Les avertissements SGE dans les réseaux d'électricité ressemblent aux voyants ou aux timbres avertisseurs qui, dans l'automobile moderne, signalent qu'une porte est ouverte, qu'un phare est allumé, que le frein à main est enclenché ou que le réservoir d'essence est presque vide.

Comme les automobiles, les réseaux d'électricité ont des avertissements d'état et de limite. Un avertisseur d'état indique l'état d'un dispositif contrôlé. Dans les réseaux d'électricité, il sert communément à indiquer si des dispositifs comme les commutateurs ou coupe-circuit sont ouverts ou fermés (arrêt ou marche) et non le contraire ou s'ils ont changé d'état depuis le dernier contrôle. Ces avertissements informent clairement l'exploitant de réseau si un dispositif fait bien ce qu'il est censé faire, si une ligne de transport est reliée, par exemple, au réseau et achemine bien l'électricité à tel ou tel moment.

Les avertissements de limite du SGE sont conçus pour indiquer à l'exploitant de réseau si la mesure d'un élément d'appareillage – tension ou débit d'une ligne, par exemple – est inférieure ou supérieure aux limites établies de sécurité et d'efficacité. Lorsqu'un « avertisseur limite » s'actionne, il livre un important premier message à l'exploitant, l'avertissant qu'il a peut-être à rajuster des éléments d'appareillage pour que le réseau ou les charges de consommation ne se dégradent pas. C'est comme l'avertissement de réservoir presque vide ou de moteur en surchauffe dans une automobile.

Lorsque le système d'alarme de FE est tombé en panne le 14 août, ses préposés faisaient fonctionner un réseau complexe sans être dûment renseignés lorsque des éléments clés du réseau atteignaient et dépassaient les limites de fiabilité et sans savoir que le système d'alarme était en panne et qu'ils ne devaient pas interpréter l'absence d'avertissements du SGE comme le signe que les conditions du réseau étaient sûres et ne changeaient pas.

Le système d'alarme du SGE de FE a cessé de fonctionner, mais le reste du SGE a généralement continué à relever des données et des mesures valides en temps réel dans le réseau de FE et à commander l'appareillage. Le SGE a également continué à débiter l'information qu'il livre normalement aux autres points et centres de contrôle, y compris à MISO et à AEP. Ceux-ci n'ont pas cessé de recevoir des renseignements précis sur l'état et les conditions du réseau de FE même après le dérèglement du système d'alarme SGE. Les préposés de FE ignoraient que, dans de telles circonstances, ils avaient à surveiller de plus près en mode manuel et à interpréter plus attentivement les données en provenance de SCADA. Croyant toujours que le réseau était dans un état satisfaisant et faute de recevoir des avertissements contraires du SGE, ils ont eu la surprise ultérieure de commencer à recevoir des appels d'autres centres ou sources d'information – MISO, AEP, PJM et personnel extérieur de FE – où on leur indiquait un état des installations de transport qui ne correspondait pas à leur évaluation de la situation.

L'analyse du problème de système d'alarme qui a été effectuée par FE semble indiquer que ce système, pour l'essentiel, s'est enfermé dans une boucle incomplète mais infinie lorsqu'il a traité un événement « alertable » et n'a donc pu achever le traitement ni produire l'alerte en question ou tout autre signal valide (avertissements). Entre-temps, de nouvelles entrées – données sur les conditions du réseau à examiner pour tout avertissement – se sont accumulées et ont débordé les mémoires antérieures du système¹⁰.

Arrêt des téléterminaux SGE

De 14 h 20 à 14 h 25 HAE, de nombreux cinq des dix téléterminaux de FE (il y a cinq terminaux principaux et cinq terminaux secondaires de dépannage) dans les postes électriques du réseau ont cessé de fonctionner. À l'équipe d'enquête, FE a dit avoir pensé que cela s'était produit parce que les données s'étaient « mises en file » à l'entrée de ces terminaux et avaient surchargé les mémoires réceptrices. Les préposés de la salle de commande de FE ne l'ont pas appris avant 14 h 36 HAE, heure où un technicien d'un des postes a constaté que son terminal ne fonctionnait pas après son arrivée au quart de 15 h HAE et a signalé les problèmes à la salle de commande. Avec chaque panne de téléterminal, il y a eu téléavertissement des techniciens TI de FE¹¹. L'équipe d'enquête n'a pas établi pourquoi cinq terminaux sont tombés en panne contrairement aux cinq autres. Les transcriptions indiquent que les communications de données vers les télécentres étaient aussi en panne¹².

Arrêt des serveurs SGE

Le système SGE de FE comprend de nombreux nœuds « serveurs » responsables des fonctions supérieures du SGE. Chaque serveur peut recevoir toutes les applications, mais la configuration normale de ce système veut qu'un certain nombre de serveurs prennent en charge des sous-ensembles de ces applications et qu'un des serveurs reste en mode « dépannage à chaud » pour dépanner les autres en cas de défaillance. À 14 h 41 HAE, le serveur principal s'occupant de l'application de traitement des avertissements du SGE de FE est tombé en panne. Cet arrêt de fonctionnement est probablement dû à la mise en boucle de cette application, à la mise en file des données des téléterminaux ou à une certaine combinaison de ces deux facteurs. Par instructions préprogrammées, le système d'alarme et toutes les autres applications logicielles sont automatiquement passés (« transfert par défaillance ») au serveur de dépannage. Toutefois,

comme l'application de traitement d'avertissements est passée telle quelle au serveur de dépannage, c'est-à-dire toujours en boucle et inefficace, ce dernier serveur est tombé à son tour en panne à 14 h 54 HAE, soit 13 minutes après. C'est ainsi que cette application SGE et tous les autres logiciels de ces deux serveurs ont cessé de fonctionner.

Il semblerait que l'arrêt de fonctionnement de ces deux serveurs de SGE de FE a causé plusieurs autres problèmes à ce système et aux préposés. Signalons notamment que les tests de postanalyse de l'événement indiquent que, si les deux serveurs tombent simultanément en panne, le rythme auquel le SGE peut produire ou reproduire des affichages aux pupitres des préposés ralentit nettement. Par moments le 14 août, les taux de réaffichage, c'est-à-dire de renouvellement des affichages à l'écran, pourraient être tombés à presque 59 secondes, perdant donc de leur rapidité habituelle qui est de une à trois secondes. Comme les préposés de FE disposent de nombreuses options d'affichage et qu'un ou plusieurs des affichages en question se présentent fréquemment en « sous-écran », les intéressés n'auraient pu alors visualiser, comprendre et faire fonctionner leur système SGE qu'avec une extrême lenteur¹³. C'est la situation qui pourrait s'être présentée entre 14 h 54 et 15 h 08 HAE lorsque les deux serveurs se sont arrêtés, et aussi de 15 h 46 à 15 h 59 HAE lorsque les techniciens TI de FE ont tenté de relancer ces serveurs pour résoudre le problème d'absence d'avertissements qu'ils venaient tout juste de constater.

La perte du premier serveur a produit un téléavertissement aux techniciens TI du SGE de FE. Il y a aussi eu un téléavertissement lorsque le serveur de dépannage est tombé en panne. À 15 h 08 HAE, ceux-ci ont relancé à chaud le serveur principal qui exploitait normalement l'application de traitement d'avertissements. Les diagnostics enregistrés au départ dans cette réinitialisation ont permis de vérifier que l'ordinateur et tous les mécanismes prévus fonctionnaient; les techniciens TI ont alors pensé qu'ils avaient réussi à relancer le serveur et toutes les fonctions qu'il exécutait. Le serveur et ses applications fonctionnaient à nouveau, mais le système d'alarme demeurait figé et non fonctionnel même dans l'ordinateur réinitialisé. Ils n'ont pas vérifié auprès des préposés si le système d'alarme avait repris son fonctionnement normal.

Une autre victime de l'arrêt de fonctionnement des deux serveurs a été la fonction de commande automatique de production (CAP ou AGC) dans les ordinateurs en question. Par suite de la perte de cette fonction, les préposés ne pouvaient exécuter les programmes prééglés de commande de centrales en réaction automatique aux conditions de charge de réseau et d'échange. Bien que le système CAP n'ait pas fonctionné de 14 h 54 à 15 h 08 et de 15 h 46 à 15 h 59 HAE (dans ces deux périodes, les deux serveurs étaient en panne), cet arrêt de fonctionnement ne semble pas avoir influé sur la panne générale.

La perte simultanée de serveurs du SGE a aussi causé l'arrêt de la fonction de bandes enregistreuses de FE. Il y a beaucoup de ces bandes produites par les ordinateurs SGE à la salle de commande de l'exploitant en fiabilité. Elles indiquent une diversité de conditions du réseau : données brutes ECS (« écarts de contrôle sectoriel »), charge du réseau de FE, charges des lignes Sammis-South Canton et South Canton-Star. De telles bandes peuvent être consultées à la salle de commande de l'exploitant en fiabilité. Les imprimantes ont continué à dérouler ces bandes, mais comme le système informatique sous-jacent était en verrouillage, les traceurs n'indiquaient que la dernière mesure valide sans y changer quoi que ce soit à mesure que le temps passait. En

d'autres termes, « les tracés étaient plats ». Rien n'indique qu'un préposé ait constaté ou signalé ce défaut de fonctionnement¹⁴. Les quelques tracés alimentés par télémétrie analogique directe plutôt que par le SGE, qui présentaient surtout des données de fréquence, sont restés disponibles tout l'après-midi du 14 août. L'information qu'ils livrent n'est guère utile aux fins de l'exploitation.

Le système ECS, qui produit le principal signal de commande des génératrices en réaction aux conditions de charge, n'a pas fonctionné de 14 h 54 à 15 h 08 HAE, puis de 15 h 46 et 15 h 59 HAE au moment où les deux serveurs étaient en panne. Ainsi, les génératrices n'ont pu être commandées dans ces deux périodes en fonction des conditions de charge de réseau et d'échange (sauf de 15 h 00 à 15 h 09 HAE où les commandes sont passées à un système de dépannage). Ce défaut de fonctionnement n'aurait pas eu de conséquences fâcheuses. On n'a pas établi comment avait été constatée la perte du principal signal de commande de production ou s'il y avait eu des discussions au sujet de l'état de fonctionnement du système informatique¹⁵.

Antécédents du SGE

Le SGE en service au centre de commande FE en Ohio est un système GE Harris (devenu GE Network Systems) XA21. Sa mise en service remonte à 1995. Si on fait abstraction de légères modifications d'ordre logiciel qui sont généralement apportées dans le cadre de l'entretien et du soutien permanents d'un tel système, la dernière grande mise à niveau ou révision de ce SGE par FE a eu lieu à l'occasion d'une extension des capacités en 1998. Le 14 août, le système n'exploitait pas la dernière version du logiciel XA21. FE avait décidé, bien avant le 14 août, de remplacer celui-ci par le système d'un autre fournisseur.

Le personnel de FE a indiqué à l'équipe d'enquête que l'application de traitement d'avertissements avait occasionnellement eu des défaillances avant le 14 août, d'où absence d'avertissements sur les conditions et les événements du réseau pour les préposés SGE de FE¹⁶. Toutefois, FE a dit que, dans son mode et son déroulement, cet événement particulier de panne se produisait pour la première fois et que les techniciens TI n'avaient pu alors reconnaître la situation ni savoir comment la corriger. Le personnel de FE a dit aux enquêteurs que ce n'est que lorsque, tard le 14 août après la panne, on a demandé le soutien de GE que FE et GE ont pu établir que la seule mesure corrective qui s'offrait était une relance à froid¹⁷ de tout le système XA21. Dans des interviews effectuées immédiatement après la panne générale, des techniciens TI de FE ont indiqué avoir discuté de cette relance à froid avec les préposés de la salle de commande après avoir été mis au courant de la panne du système d'alarme à 15 h 42 HAE, mais ont décidé de ne pas prendre une telle mesure corrective, car les préposés considéraient comme précaire l'état du réseau, s'inquiétant de la longueur de la période à prévoir pour une telle relance et comprenant enfin que, avec une relance à froid, ils pourraient encore moins compter sur le SGE tant que l'opération ne serait pas terminée¹⁸.

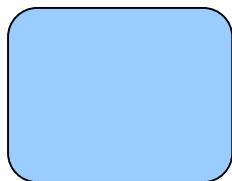
Indices des problèmes du SGE

Dans le registre du préposé du pupitre ouest de FE, il y a une mention à 14 h 14 HAE de la perte du système d'alarme, mais on ne sait au juste si l'entrée s'est faite à ce moment-là ou ultérieurement par référence au dernier avertissement connu. Rien n'indique que le préposé ait

mentionné le problème à ses collègues et supérieurs de la salle de commande ni aux techniciens TI de FE.

La première indication claire de problèmes informatiques pour les préposés de la salle de commande de FE s'est présentée à 14 h 19 HAE lorsque, dans une conversation téléphonique d'un préposé, on a évoqué un arrêt des commutateurs dans trois sous-centres de répartition¹⁹. À 14 h 25 HAE, un préposé a aussi fait mention au téléphone de l'arrêt de fonctionnement de ces trois téléterminaux²⁰. L'indication suivante est venue à 14 h 32 HAE lorsque les planificateurs de FE ont dit avoir fait des changements d'ordonnancement pour une mise à jour des données du SGE, mais en signalant l'impossibilité de mettre les totaux à jour²¹.

Les techniciens TI de FE auraient pu savoir que la perte simultanée de ses serveurs signifiait l'arrêt du système d'alarme SGE, mais l'équipe d'enquête n'a rien relevé qui indique que ceux-ci aient informé les préposés de la salle de commande lorsqu'ils ont commencé à travailler sur les serveurs à 14 h 54 HAE ou achevé la relance du serveur principal à 15 h 08 HAE. À 15 h 42 HAE, ils ont appris ce problème de système d'alarme d'un préposé. FE a dit aux enquêteurs que les techniciens TI ignoraient auparavant que le sous-système du SGE qui traite les avertissements ne fonctionnait pas.



Sans les systèmes du SGE, les seuls autres moyens de contrôler les conditions du réseau auraient été le téléphone et la télémétrie analogique directe. Les préposés ne sont pas rendu compte que le système d'alarme SGE était en arrêt de fonctionnement et n'ont donc pas relevé par la suite les autres données télémétriques disponibles.



L'après-midi du 14 août, les préposés de FE ont parlé au personnel extérieur, à MISO, à PJM (au sujet du réseau adjacent dans la zone de coordination en fiabilité de PJM), aux réseaux voisins (d'AEP, par exemple) et aux clients. Ils ont reçu des renseignements révélateurs de toutes ces sources, mais n'ont pas su tirer de ces indices des constatations clés sur l'état du réseau. Parmi ces communications utiles, il y a eu des appels comme ceux du centre de commande de l'est de FE où on s'enquerrait de pannes possibles de lignes par référence à l'enregistreur numérique de défauts (END ou DFR), d'autres de la centrale nucléaire Perry de FE au sujet de ce qui paraissait être des pannes de lignes, des appels d'AEP au sujet de pannes à son extrémité de la ligne Star-South Canton et des conversations téléphoniques avec MISO et PJM à propos de surcharges possibles du réseau de transport.

Sans un système d'alarme qui fonctionne, les préposés de la salle de commande de FE n'ont pu déceler la mise hors circuit d'installations électriques essentielles au maintien de la sécurité de leur secteur de commande. Ignorant la perte du système d'alarme et les fonctions réduites du SGE, ils n'ont pas pris d'autres mesures pour contrôler le réseau. Lorsque AEP a indiqué une ouverture et une refermeture de circuit dans une ligne à 345 kV, le préposé de FE a écarté cette indication, la jugeant inexacte ou sans intérêt, et ce, sans examiner la discordance entre l'événement signalé par AEP et les indications de ses propres instruments. Il n'a pas vérifié les conditions effectives par la suite auprès du coordonnateur en fiabilité MISO. Ce n'est qu'après qu'AEP a avisé FE qu'une ligne à 345 kV était hors circuit et en verrouillage que le préposé a

rapproché cette indication des données de fonctionnement du coupe-circuit de ce poste. FE n'a pas informé sur-le-champ son coordonnateur en fiabilité et les secteurs de commande adjacents lorsqu'elle s'est rendu compte que les conditions du réseau avaient changé à cause de pannes imprévues d'appareillage susceptibles d'influer sur les autres secteurs.

Qui a vu quoi?

De quelles données et outils les autres disposaient-ils pour contrôler les conditions du réseau de FE?

EIR du Midwest (MISO), coordonnateur en fiabilité de FE

Avertissements – MISO a reçu, au sujet des déclenchements de coupe-circuit de FE, des indications enregistrées par son système d'alarme. Ces avertissements n'ont pas été relevés. Il faut une observation permettant de faire le lien entre le coupe-circuit indiqué et la ligne ou l'appareillage visé et, si cette ligne ne fait pas l'objet d'un contrôle direct, il faut une autre observation pour établir le lien entre la ligne et la vanne de transmission contrôlée. Les préposés de MISO étaient incapables de cliquer sur l'indicateur d'alarme à l'écran pour afficher les données correspondantes.

Analyse d'éventualités en temps réel (AETR ou RTCA) – L'analyse d'éventualités a fait voir des centaines d'écarts v

nat

simul

situation d'urgence

Rien n'indique que

On ignore s'il a constaté les problèmes

qui se faisaient jour à la ligne Sammis-Star.

Outil de contrôle de vanne de transmission – Bien qu'on ait relevé un manque de précision dans le cas de cet outil, il d

pr

ur n

donc pas modélisé.

Analyse d'éventualités – D'après les interviews², AEP a fait porter son analyse d'éventualités sur les lignes entrant dans la zone de Star. Le préposé d'AEP a constaté un problème de surcharge de la ligne Star-South Canton à cause de la perte de la ligne Sammis-Star vers 15 h 33 HAE et a demandé à PJM de prendre des mesures TLR dans ce cas.

Avertissements – Comme un certain nombre de lignes chevauchent les réseaux d'AEP et FE, on était capable aux deux extrémités de chaque ligne de reconnaître les éventualités pouvant influencer sur chacune. AEP a d'abord constaté les problèmes de lignes de FE à l'occasion de la première panne et des défaillances ultérieures de la ligne à 345 kV Star-South Canton. Il devait appeler FE à trois reprises entre 14 h 35 et 15 h 45 HAE pour voir si FE connaissait la cause de cette perte³.

¹ Visite de MISO, interview de Benbow.

² Visite d'AEP, interview d'Ulrich.

³ Exemple à 14 h 35, voie 4; 15 h 19, voie 4; 15 h 45, voie 14 – transcriptions de FE.

Figure 4.4 Chronologie de l'Étape 2

¹ Citation nécessaire pour la chronologie publiée le 12 septembre.

² Visite du Département de l'Énergie à FE le 10 août 2003 : Steve Morgan.

³ Visite du Département de l'Énergie à FE le 3 septembre 2003. Interview de Hough : « Lorsqu'on lui a demandé si les tensions paraissaient inhabituelles, il a déclaré qu'on pouvait s'attendre à un certain affaissement par temps très chaud, mais que le 14 août les tensions ne semblaient pas anormalement faibles. » Interview de Spidle : « Les tensions de la journée n'étaient pas particulièrement mauvaises. »

⁴ Guide d'exploitation en vigueur le 3 mars 2003, organigrammes d'exécution, commande de tension et soutien réactif, contrôle de tension de centrales et de réseaux dans des conditions normales.

⁵ 14 h 13 min 18 s. Voie 16 – Sammis 1. 13 h 15 min 49 s / voie 16 – West Lorain (le préposé de FE dit : « Merci, les tensions commencent à s'affaisser dans tout le réseau. ») / 13 h 16 min 44 s. Voie 16 – Eastlake (conversation avec deux préposés) (les préposés disent : « La charge est tout à fait supérieure à ce que nous pensions avoir. » « Les tensions commencent à s'affaisser dans tout le réseau. ») / 13 h 20 min 22 s. Voie 16 – Préposé à Berger / 13 h 22 min 07 s. Voie 16 – « salle de commande » (le préposé dit : « Nous nous affaïssons dans tout le réseau. J'ai besoin d'aide. ») / 13 h 23 min 24 s. Voie 16 – « salle de commande, Tom » / 13 h 24 min 38 s. Voie 16 – « unité 9 » / 13 h 26 min 04 s. Voie 16 – « Dave » / 13 h 28 min 40 s. Voie 16 « commande Troy ». Note générale au registre de répartition de l'exploitant en fiabilité.

⁶ Exemple à 13 h 33 min 40 s, voie 3, transcriptions de FE.

⁷ Visite de l'équipe d'enquête à MISO, interviews de Walsh et Seidu.

⁸ Dans le système d'analyse d'éventualités de FE, on se sert de données SCADA et SGE pour constater toute surcharge attribuable à diverses pannes de ligne ou d'appareillage. FE indique avoir eu des problèmes avec le mode automatique d'analyse d'éventualités depuis l'installation de ce système en 1995. Ainsi, les opérateurs ou les ingénieurs font cette analyse en mode manuel, comme ils doivent aussi le faire lorsque des problèmes se posent dans le réseau. Les interviews menées par l'équipe d'enquête auprès du personnel de FE montrent que le modèle d'analyse d'éventualités fonctionnait sans doute, mais qu'il n'a pas été consulté à quelque moment que ce soit l'après-midi du 14 août.

⁹ Après que la ligne Stuart-Atlanta est tombée hors circuit, la Dayton Power & Light n'a pas immédiatement produit d'état à jour de la disponibilité de l'appareillage à l'aide d'une formule type qui entre le changement d'état dans le SDX (le System Data Exchange est la base de données du NERC qui livre de l'information en temps réel sur l'état de l'appareillage de réseau), lequel relaie cette indication aux coordonnateurs en fiabilité et aux secteurs de commande. Après que son estimateur d'état n'a pas pu produire de bonne solution, MISO a vérifié dans le SDX si on avait bien constaté tout l'appareillage disponible et toutes les pannes, mais sans y trouver d'indications sur la panne de la ligne Stuart-Atlanta.

¹⁰ Visite de l'équipe d'enquête, interviews auprès du personnel de FE les 8 et 9 octobre 2003.

¹¹ Visite du Département de l'Énergie à FirstEnergy, 3 septembre 2003, interview de David M. Elliott.

¹² Rapport de FE, « Investigation of FirstEnergy's Energy Management System Status on August 14, 2003 », point 1, section 4.2.11.

¹³ Interviews de l'équipe d'enquête à FE, 8 et 9 octobre 2003.

¹⁴ Visite du Département de l'Énergie à FE, 8 et 9 octobre 2003. On a dit à l'équipe d'enquête que FE avait découvert ce fait pendant une postvérification du SGE. Dans le rapport de FE (« Investigation of FirstEnergy's Energy Management System Status on August 14, 2003 »), on dit aussi que les faits ont été vérifiés à l'aide des bandes enregistreuses du 14 août 2003 (page 23), et non pas que l'enquête ayant porté là-dessus s'est faite à la suite de déclarations de panne des préposés.

¹⁵ Dans une conversation entre un Phil et un Tom, on parle de « tracé plat » à 15 h 01 min 33 s, voie 15. Il n'est nullement fait mention du système de commande de production AP dans les interviews menées sur place par le Département de l'Énergie auprès du coordonnateur en fiabilité.

¹⁶ Visite du Département de l'Énergie à FE, 8 et 9 octobre 2003, interview de Sanicky : « Selon son expérience, il n'y a rien d'inhabituel à ce qu'un système d'alarme tombe en panne. Souvent, les avertissements se mettent à jour lentement ou peuvent disparaître entièrement. Son expérience comme préposé à un système en temps réel lui dit qu'une panne du système d'alarme n'a rien pour l'étonner. » Même document, interview de Mike McDonald : « FE a déjà eu des serveurs en panne en même temps. La grande question pour eux est qu'ils ne recevaient pas de nouveaux avertissements. »

¹⁷ Dans une relance à froid du système XA21, tous les nœuds (ordinateurs, consoles, etc.) du système sont mis d'abord en arrêt et ensuite en relance. Une telle réinitialisation peut prendre de 20 minutes à plus d'une heure et, pendant ce temps, le système est indisponible aux préposés de la salle de commande qui doivent contrôler ou commander le réseau. Autre possibilité, on peut relancer à chaud un nœud du XA21 en mettant successivement en arrêt et en relance ou en réinitialisant en état d'arrêt un seul nœud de ce système. Toutes les relances des techniciens TI de soutien du SGE des FE ont été des relances à chaud le 14 août.

¹⁸ La relance à froid a eu lieu tôt le matin du 15 août et a permis de corriger le problème du système d'alarme comme on l'espérait.

¹⁹ Exemple à 14 h 19, voie 14, transcriptions de FE.

²⁰ Exemple à 14 h 25, voie 8, transcriptions de FE.

²¹ Exemple à 14 h 32, voie 15, transcriptions de FE.

Étape 3 – Panne de trois lignes à 345 kV de FE et déluge d’appels téléphoniques

Aperçu de cette phase

De 15 h 05 min 41 s à 15 h 41 min 35 s, trois lignes à 345 kV ont été perdues et les débits sont tombés aux valeurs d’exception propres à ces lignes ou au-dessous. Dans chaque cas, il y aurait eu contact entre la ligne et un arbre qui avait tant poussé au fil des ans qu’il entraînait dans l’aire requise de dégagement de la ligne. À mesure que les lignes tombaient en panne, les charges des autres lignes s’élevaient (voir la figure 4.5). Au gré de la propagation de ces pannes de lignes de transport et des transferts en puissance à d’autres lignes, les tensions se sont encore dégradées dans le reste du réseau de FE, comme on peut le voir à la figure 4.6.

Figure 4.5 Transits de puissance First Energy 345 kV

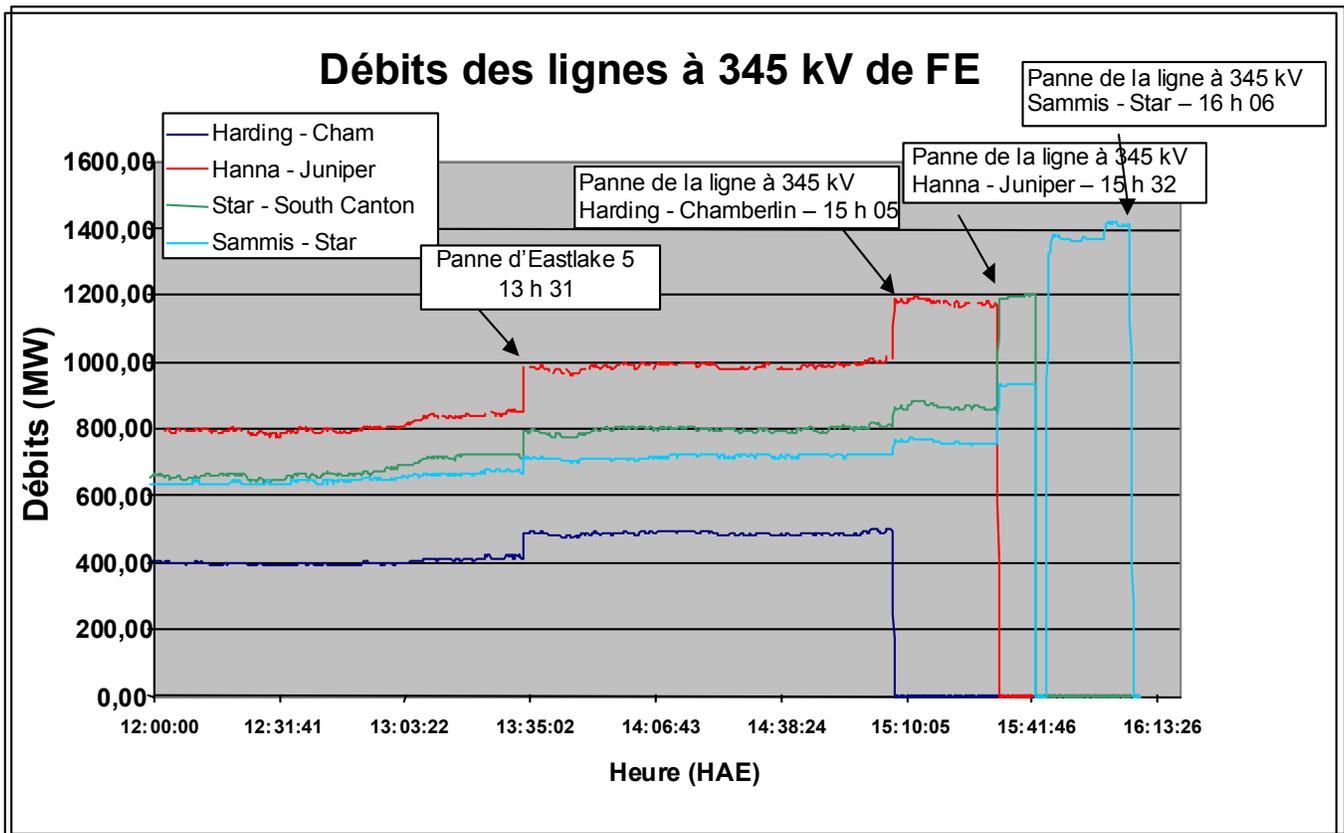
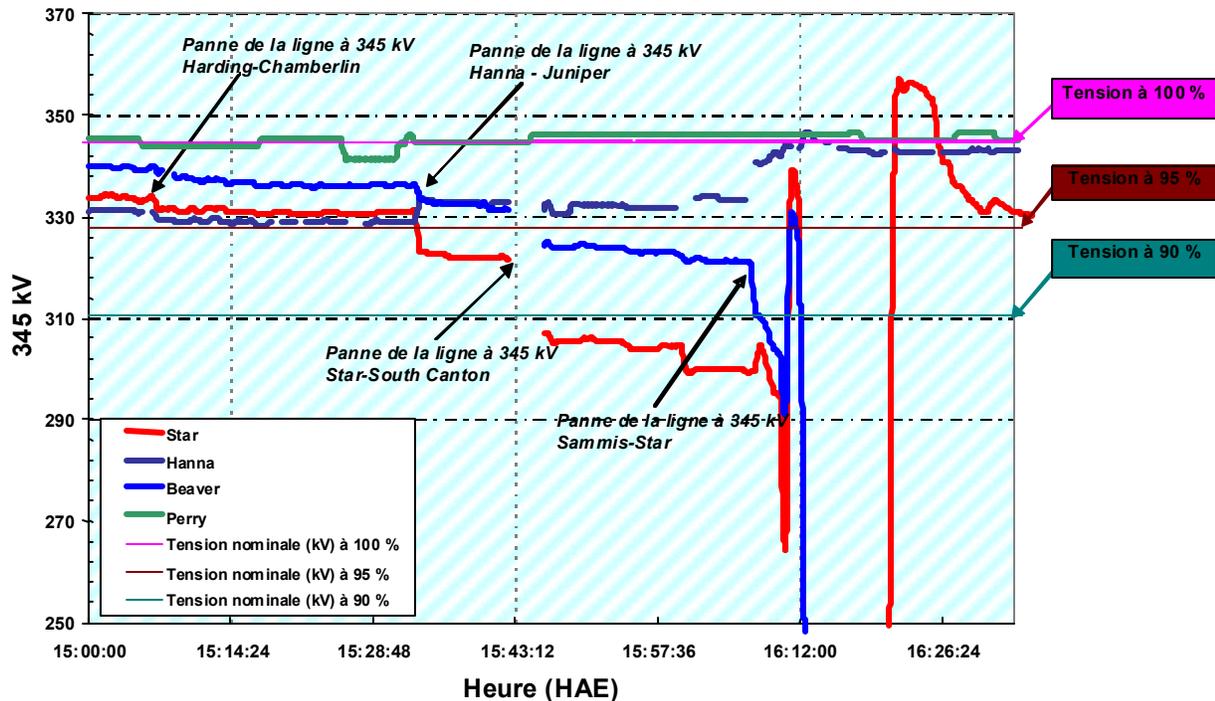


Figure 4.6 Tensions dans le réseau à 345 kV de FE

Tensions aux bus des lignes à 345 kV du nord-est de l'Ohio



Grands événements de l'étape 3

- 3A) À 15 h 05 min 41 s HAE, la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin tombe hors circuit.
- 3B) À 15 h 31 min 33 s HAE, MISO appelle PJM pour établir si celui-ci a constaté la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta; PJM confirme cette panne.
- 3C) À 15 h 32 min 03 s HAE, la ligne à 345 kV Hanna-Juniper tombe hors circuit.
- 3D) À 15 h 35 EDT, AEP demande à PJM de s'atteler à un plan TLR de 350 MW pour réduire la surcharge de la ligne Star-South Canton, ignorant que la ligne à 345 kV Hanna-Juniper est déjà tombée en panne à 15 h 32 HAE.
- 3E) À 15 h 36 HAE, MISO appelle FE au sujet d'une surcharge postaccidentelle de la ligne à 345 kV Star-Juniper par suite de la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper, ignorant au départ ce dernier fait.
- 3F) À 15 h 41 min 33-41 s HAE, la ligne à 345 kV Star-South Canton est déclenchée, refermée et redéclenchée à 15 h 41 HAE et demeure hors service pendant qu'AEP et PJM discutent des possibilités d'allègement de surcharge TLR (événement 3D).

La panne de la génératrice Eastlake 5 à 13 h 31 HAE a provoqué une élévation de débits dans ces lignes, mais sans que les valeurs normales soient dépassées.

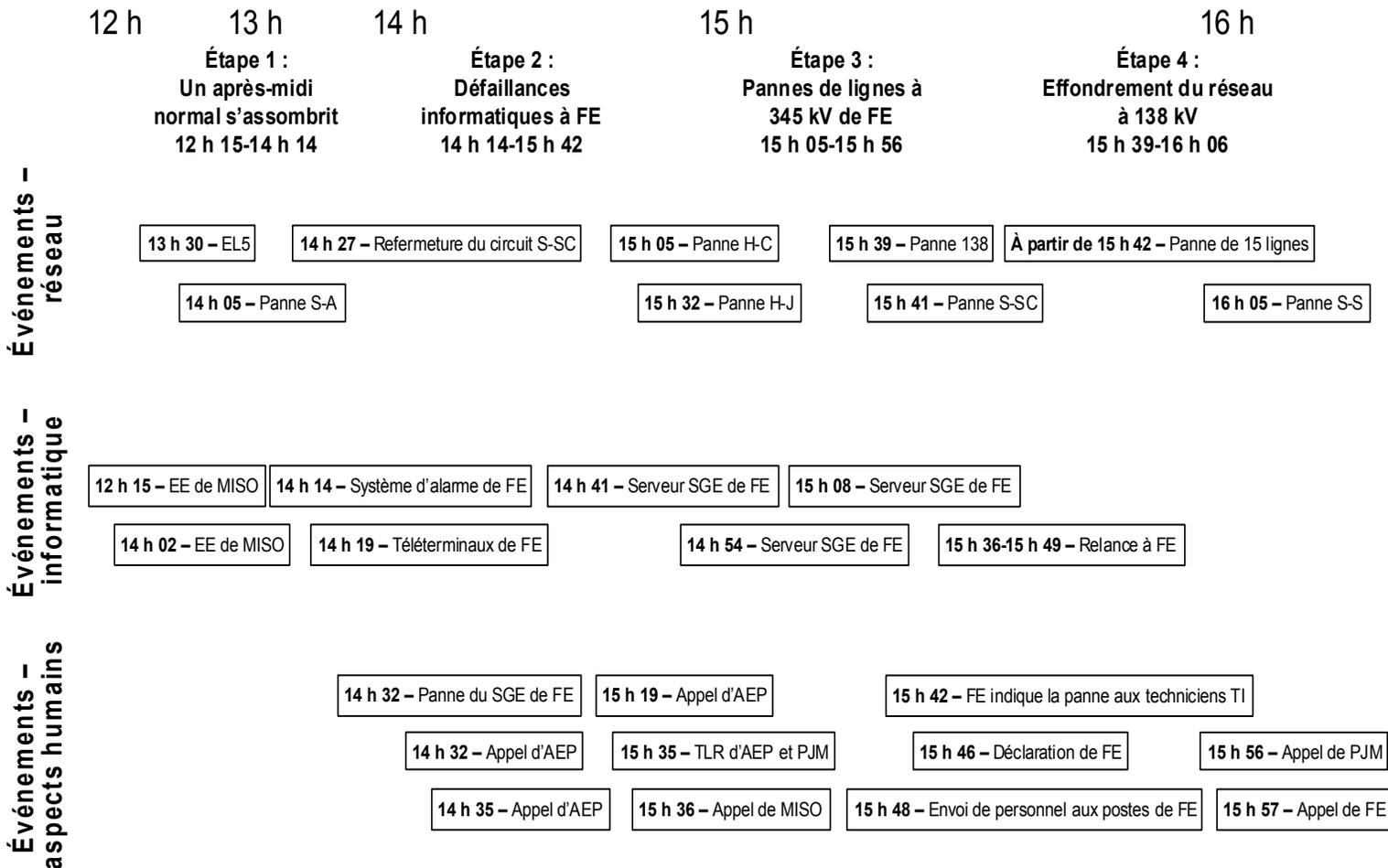
On conçoit les lignes de transport en s'attendant à ce qu'elles s'affaissent encore plus lorsqu'elles sont plus chaudes. Elles s'échauffent par élévation de charge et par haute température ambiante; c'est pourquoi les pylônes et les conducteurs sont conçus en hauteur et les conducteurs mêmes sont assez tendus pour tolérer l'affaissement prévu.

Valeurs nominales

Les valeurs normales des conducteurs indiquent dans quelles conditions de charge peuvent se trouver les lignes en fonctionnement normal, tout en gardant leur température interne au-dessous de 90° C. On fixe souvent les valeurs d'exception des conducteurs pour permettre des débits supérieurs à la normale, tout en limitant la température interne à 100 °C sur une courte période déterminée pour prévenir tout excès d'affaissement. Dans le cas de trois des quatre lignes à 345 kV qui sont tombées hors circuit, FE a fixé au même niveau les valeurs normales et d'exception.

Il y a eu court-circuit dans la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin par contact du conducteur avec un arbre. Dans cette ligne, le débit est tombé à 43,5 % seulement des valeurs normales et d'exception. Le surcroît de courant et l'élévation de température, accentués par la perte de la ligne Harding-Chamberlin, ont suffisamment fait s'affaisser la ligne Hanna-Juniper pour qu'elle entre en contact avec un arbre et tombe en panne avec un débit qui n'était plus que de 87,5 % de ses valeurs normales et d'exception. Entre 14 h 27 min 15 s et 15 h 41 min 33 s HAE, la ligne Star-South Canton est entrée en contact avec un arbre à trois reprises. Le circuit s'est ouvert et refermé chaque fois avant de se mettre en verrouillage avec une charge qui n'était plus que de 93,2 % de sa valeur d'exception à 15 h 42 min 35 s HAE.

Figure 4.7 Chronologie de l'Étape 3



**Cause 2 :
Élagage
insuffisant
des arbres**

La survégétation – par opposition à un excès d'affaissement des conducteurs – est à l'origine de chacune de ces pannes. L'affaissement pourrait avoir joué comme facteur, mais ces accidents se sont produits parce qu'on a trop laissé pousser les arbres et que ceux-ci entraînent désormais dans l'aire de dégagement de la ligne, et non pas parce que celle-ci s'est affaissée au niveau d'arbres courts. Les arbres de l'emprise étant si hauts (comme nous le verrons plus loin), chacune des lignes a été perdue dans des conditions de réseau se situant tout à fait dans les limites des paramètres d'exploitation établis. L'équipe d'enquête a relevé des indices de contact avec des arbres dans les trois lignes, bien que la ligne Hanna-Juniper soit la seule pour laquelle nous ayons une observation confirmée de contact avec des arbres le 14 août. Pour les autres lignes, l'équipe a recueilli des données diverses – décrites plus loin – qui confirment qu'un contact avec des arbres a provoqué des courts-circuits de mise à la terre qui expliquent les pannes du 14 août.

Pour s'assurer que les indices de contact végétation-ligne et les débris d'arbres observés en chaque lieu avaient à voir avec les événements du 14 août, l'équipe a voulu savoir si ces lignes avaient connu dans les mois ou les années qui avaient précédé des pannes ayant pu causer des

brûlures et des dépouillements d'écorce aux arbres; elle s'est mise à l'affût d'autres indices de contact dans la végétation. Elle a ainsi établi qu'il n'y avait pas eu de pannes antérieures d'une certaine durée que l'on savait avoir été causées par les arbres à ces lignes en 2001, 2002 et 2003²².

Comme la plupart des propriétaires de réseaux de transport, FE inspecte régulièrement ses lignes, les survolant chacune deux fois par an pour vérifier l'état des emprises. Il convient de noter que les survols de 2001 et 2002 indiquent que les inspecteurs ont observé un nombre appréciable d'arbres et autre végétation à défricher ou à élaguer dans une foule de lignes de transport de FE.

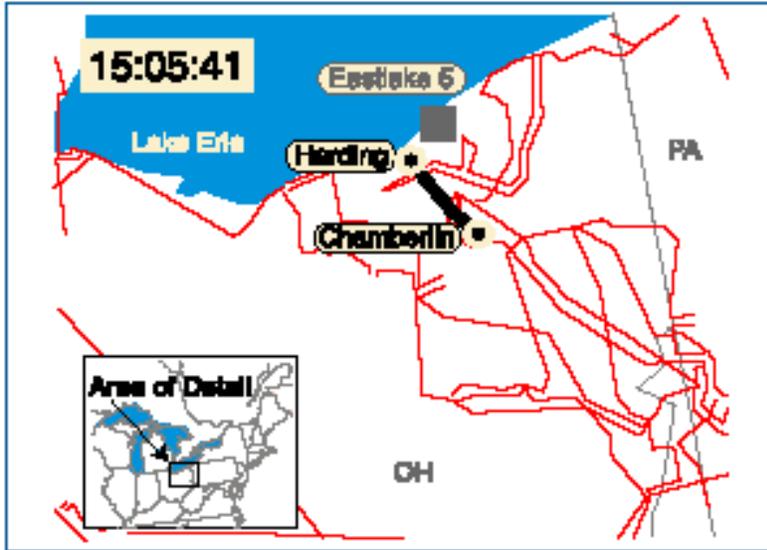
Gestion de la végétation par les services d'électricité –

La gestion de la végéta

ute société

3A) 15 h 05 HAE Panne de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin

Figure 4.8 La ligne Harding-Chamberlin à 345 kV



**Cause 2 :
Élagage
insuffisant
des arbres**

À 15 h 05 min 41 s HAE, la ligne Harding-Chamberlin de FE (Figure 4.8) est tombée en panne et en verrouillage avec une charge qui n'était plus que de 43,5 % de ses valeurs normales et d'exception. L'équipe d'enquête a examiné les données de relais sur cette panne, trouvé le lieu de celle-ci et établi que les données de relais concordaient avec la « signature » d'un court-circuit par mise à la terre par suite d'un contact avec des arbres. L'équipe s'est rendue au lieu indiqué par les données de relais pour y découvrir des débris d'arbres et autre végétation. À cet endroit, le conducteur était à 46 pi 7 po et l'arbre couché mesurait 42 pi, mais des parties de cet arbre avaient été retirées des lieux. Ainsi, il est difficile de préciser la hauteur du contact avec la ligne, mais la mesure représente un minimum et le contact a sans doute eu lieu de trois à quatre pieds plus haut que ce que nous estimons ici. On a observé des traces de brûlures à 35 pi 8 po de haut et la cime était d'au moins 6 pieds supérieure à la hauteur de ces brûlures. L'arbre montrait des signes de détérioration électrique²³.

La perte en verrouillage de la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin a fait que les trois autres lignes méridionales à 345 kV vers Cleveland ont pris plus de charge. C'est la ligne Hanna-Juniper qui en a pris le plus. La panne a aussi élevé les débits dans le réseau annexe à 138 kV.

**Cause 1 :
Connaissance
insuffisante de
la situation**

MISO ne s'est aperçu que la ligne Harding-Chamberlin était tombée hors circuit qu'après le début de la panne générale lorsqu'il a examiné le registre des opérations de coupe-circuit le soir même. FE dit n'avoir constaté la panne que pendant son enquête sur les conditions de réseau en réponse à l'appel reçu de MISO à 15 h 36 HAE où celui-ci lui indiquait avoir observé une surcharge de la ligne Star-Juniper à cause d'une perte accidentelle de la

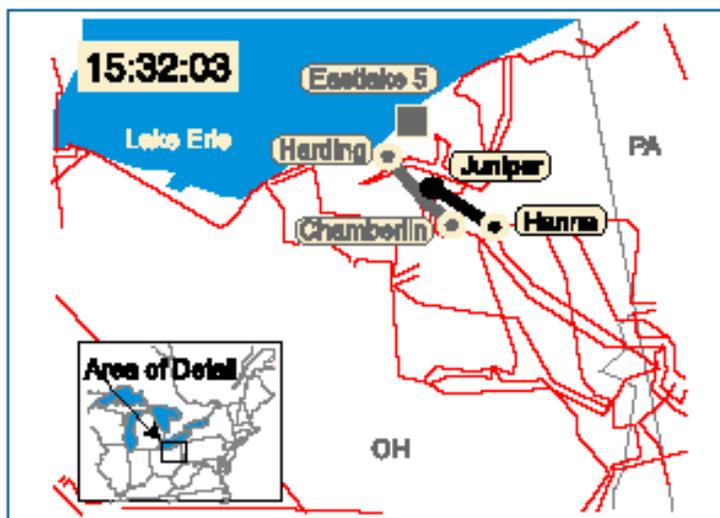
ligne Hanna-Juniper²⁴. Toutefois, l'équipe d'enquête n'a rien trouvé dans les registres et transcriptions de salle de commande qui lui indique que FE n'avait eu connaissance de la panne de la ligne Harding-Chamberlin qu'après le début de la panne générale.

Cause 3 :
Soutien insuffisant en diagnostic du coordonnateur en fiabilité

Harding-Chamberlin n'était pas une de ces vannes que contrôle MISO comme grand centre de transport et, par conséquent, le coordonnateur en fiabilité ignorait quand la première ligne à 345 kV de FE était tombée hors circuit. MISO a reçu des données SCADA sur le changement d'état de cette ligne, mais le fait a été présenté à ses préposés comme un changement d'état de coupe-circuit plutôt que comme une panne de ligne. Comme le système de traitement topologique SGE n'était pas encore réglé pour reconnaître les pannes de lignes, il n'a pas fait le lien entre les données de coupe-circuit et la perte d'une ligne de transport. Ainsi, les préposés de MISO n'ont pas considéré la panne Harding-Chamberlin comme un incident important et n'ont pu conseiller FE sur l'événement ni sur ses conséquences. Ajoutons que, sans son estimateur d'état ni les analyses d'éventualités qui y sont liées, MISO était incapable de constater quelles surcharges pourraient causer diverses pannes de lignes ou d'appareillage. C'est ainsi que, lorsque la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin est tombée hors circuit à 15 h 05 HAE, l'estimateur d'état n'a pas produit de résultats et ne pouvait prévoir de surcharge en cas de panne de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper²⁵.

3C 15 h 32 HAE Panne de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper de FE

Figure 4.9 La ligne Hanna-Juniper 345 kV



Cause 2 :
Élagage insuffisant des arbres

À 15 h 32 min 03 s HAE, la ligne Hanna-Juniper (Figure 4.9) est tombée hors circuit et en verrouillage. Une équipe d'élagage travaillait à proximité et a pu observer le contact végétation-ligne. Le contact avec un arbre a eu lieu à la phase sud où la ligne est plus basse qu'à la phase du centre à cause de la

conception des aménagements. Il ne restait guère de vestiges de cet arbre au moment de la visite de l'équipe en octobre, mais celle-ci a observé une souche de 14 pouces de diamètre (36 centimètres) au sol et parlé à quelqu'un qui avait été témoin du contact végétation-ligne le 14 août²⁶. FE a produit des photos où on peut nettement voir que l'arbre en question était d'une taille excessive. Les arbres voisins avaient 18 pouces de diamètre au sol et 60 pieds de haut (ils n'approchaient pas de la ligne). Ailleurs à cet endroit, on pouvait observer un grand nombre (au moins 20) d'arbres dans l'emprise.

Figure 4.10 La panne de la ligne Hanna-Juniper



Cette photo prise le 14 août montre l'arbre qui a causé la panne de la ligne Hanna-Juniper (c'est l'arbre le plus haut de la photo). On peut voir d'autres conducteurs et fils blindés à l'arrière-plan. Photo de Nelson Tree.

La ligne Hanna-Juniper portait une charge se situant à 87,5 % de ses valeurs normales et d'exception lorsqu'elle est tombée hors circuit. En situation d'ouverture de circuit, presque 1 000 MVA ont dû trouver un nouveau chemin pour rejoindre leur charge à Cleveland. Il y a eu élévation de charge dans les deux autres lignes à 345 kV et la ligne Star-Juniper a pris le gros de la puissance. Dans la ligne Star-South Canton, la charge a dépassé la valeur normale, mais non la valeur d'exception. Le réseau à 138 kV a pris plus de puissance. Les débits vers l'ouest et l'État du Michigan ont légèrement diminué, tout comme les tensions dans le secteur de Cleveland.

Pourquoi y a-t-il eu tant de contacts végétation-ligne le 14 août?

Les contacts végétation-ligne et les pannes de transport qui s'ensuivent n'ont rien d'inhabituel l'été sur la majeure partie du territoire nord-américain. Le phénomène s'explique par une combinaison d'événements qui se produisent plus particulièrement vers la fin de la période estivale :

- Les arbres croissent le plus au printemps et à l'été et plus on avance en saison estivale, plus les arbres gagnent en hauteur et plus aussi s'accroissent les risques de contact avec une ligne de transport voisine.
- Quand les températures s'élèvent, les consommateurs se servent plus de climatiseurs et les charges de réseau augmentent. Autant les charges montent, autant s'élèvent les débits d'acheminement de l'électricité, d'où une plus grande demande tant en puissance réelle (MW) qu'en puissance réactive (MVAR). Plus une ligne de transport débite, plus elle s'échauffe; plus le métal d'un conducteur chaud se dilate, plus la ligne s'affaisse. On fixe la plupart des valeurs nominales d'exception de sorte que la température interne des conducteurs des lignes ne dépasse pas les 100 degrés C (212 degrés F).
- Plus la température s'élève, moins l'air ambiant peut refroidir les lignes de transport en charge.
- Le vent refroidit une ligne de transport en faisant passer plus d'air à travers elle. Le 14 août, la vitesse des vents à l'aéroport Akron-Fulton en Ohio s'établissait en moyenne à 5 nœuds vers les 14 h, mais à 15 h elle n'était plus que de 2 nœuds (c'est la valeur de vitesse éolienne qui est fréquemment intégrée à la conception des lignes conductrices) ou moins. Les vents étant plus faibles, les lignes se sont affaissées encore plus, se rapprochant des branches d'arbres voisins.

Insérer le graphique sur l'affaissement et les arbres

Cette combinaison d'événements le 14 août dans bien des régions de l'Ohio et de l'Indiana a fait s'échauffer et s'affaisser les lignes de transport. Si un arbre avait poussé au point d'entrer dans l'aire nominale de dégagement d'une ligne, un contact végétation-ligne devenait plus probable sans être inévitable. La panne d'une ligne élèverait les débits des lignes voisines, les faisant encore plus se charger, s'échauffer et s'affaisser.

3D À 15 h 35 HAE, AEP et PJM s'attellent à un plan TLR pour la ligne Star-South Canton

Cause 3 : Soutien insuffisant en diagnostic du coordonnateur en fiabilité

Comme son système d'alarme ne fonctionnait pas, FE ignorait les pannes des lignes Harding-Chamberlin et Hanna-Juniper. Une fois que MISO a mis à jour en mode manuel le modèle d'estimation d'état en fonction de la panne de la ligne à 345 kV Stuart-Atlanta, ce logiciel a pu produire une estimation d'état et une analyse d'éventualités à 15 h 41 HAE. Dans les 36 minutes comprises entre 15 h 05 et 15 h 41 HAE, MISO n'a pas pris la mesure des conséquences de la panne de la ligne Hanna-Juniper et les préposés de FE ne savaient rien de cette panne ni de ses répercussions. PJG et AEP ont constaté la surcharge de la ligne Star-South Canton, mais ne s'y attendaient pas, puisque, dans l'analyse d'éventualités comme elle s'était faite, on n'examinait pas assez de lignes du réseau de FE pour prévoir ce résultat de la panne Hanna-Juniper après la panne Harding-Chamberlin.

**Cause 3 :
Soutien insuffisant en
diagnostic du
coordonnateur en fiabilité**

Après la constatation par AEP de la surcharge de la ligne Star-South Canton, ce coordonnateur en fiabilité a demandé à 15 h 35 HAE que PJM travaille à un plan TLR à 350 MW pour réduire cette surcharge. Il s'agissait de diminuer la surcharge qui dépassait la valeur normale dans cette ligne et d'empêcher une surcharge supérieure à la valeur d'exception en cas de panne de la ligne Sammis-Star. Lorsqu'ils se sont attelés à ce plan TLR, ni AEP ni PJM ne savaient que la ligne à 345 kV Hanna-Juniper était déjà tombée hors circuit à 15 h 32 HAE, dégradant encore plus l'état du réseau. Comme la grande majorité des plans TLR prévoient des réductions de 25 à 50 MW, une demande TLR à 350 MW était des plus inhabituelles et les préposés ont voulu vérifier pourquoi on avait soudain besoin d'une ponction aussi importante avant de donner suite à une telle demande. Moins de dix minutes se sont écoulées entre la perte de la ligne Hanna-Juniper, d'une part, et le dépassement de la valeur normale, la mise hors circuit et le verrouillage de la ligne Star-South Canton, d'autre part.

Prise en charge des situations d'urgence par délestage et application de plans TLR

On règle généralement des **problèmes de charge de transport** comme les surcharges ou les écarts de limites de stabilité d'origine accidentelle en prenant des mesures TLR (Transmission Loading Relief ou réduction de charge de transport) qui, le plus souvent, entrent en application de 30 à 60 minutes après leur adoption. Sauf pour les plans TLR de niveau 6, ces mesures visent à prévenir les états de non-fiabilité des réseaux^a. Elles ne sont pas applicables en temps réel dans des situations d'urgence, car il faut trop de temps pour les mettre en application. Il faut s'occuper immédiatement de surcharges et d'écarts de limites de stabilité dans un plan TLR de niveau 6 en modifiant la production et la configuration du réseau ou en procédant à des délestages. Les répartiteurs de FE, de MISO et les autres secteurs de commande et coordonnateurs en fiabilité ont le pouvoir – et la responsabilité en vertu des politiques d'exploitation du NERC – de prendre de telles mesures, mais les occasions d'agir ainsi sont relativement rares.

Des plans TLR de moindre ampleur réduisent les mouvements prévus hors de l'entreprise d'abord, au prorata entre les mouvements de l'entreprise ensuite, ce qui comprend la charge d'origine. Si on ne remédie pas à des conditions préaccidentelles avec des plans TLR des niveaux 3 et 5 ou qu'on atteint dans un réseau des conditions effectives de surcharge ou de dépassement des limites de stabilité, les préposés doivent modifier d'urgence la répartition de la production et/ou procéder à des délestages avec un plan de niveau 6 pour revenir à un état de sécurité. Une fois celui-ci atteint, on peut entreprendre un traitement de niveau 3 et/ou de niveau 5 afin de mettre fin aux mesures d'urgence de redistribution de la production ou de délestage.

Les exploitants de réseau et les coordonnateurs en fiabilité ont le devoir et la faculté, en vertu des politiques du NERC, de prendre des mesures qui vont jusqu'aux décisions de redistribution de production et de délestage pour sauvegarder la sécurité de leur réseau. Comme ils n'avaient ni une connaissance ni une compréhension suffisantes des conditions de réseau le 14 août, les préposés de FE, MISO, PJM et AEP n'ont pas jugé bon de prendre des mesures d'urgence.

Application de mesures automatiques à des tensions d'exception – Il y a peu de programmes automatiques de protection en place dans le nord de l'Ohio si on fait abstraction des programmes automatiques de délestage à certains endroits. Certains systèmes d'électricité dans le Nord-est des États-Unis, en Ontario et dans certaines parties de l'Interconnexion utilisent des systèmes spéciaux de protection ou des plans d'action pour corriger les situations comme des délestages de sous-tension, et ce, dans des conditions déterminées d'extrême urgence comme celles qui se sont présentées dans cette région le 14 août.

^a« Northern MAPP/Northwestern Ontario Disturbance-June 25, 1998 », NERC 1998 Disturbance Report, p. 17.

Cause 3 : Soutien insuffisant en diagnostic du coordonnateur en fiabilité

Le principal outil dont se sert MISO pour évaluer la fiabilité aux grandes vannes de transmission (ce sont des regroupements de lignes ou d'appareillage de transport qui, parfois, ont moins que la capacité de transfert désirée) est le système de contrôle de vanne de transmission. Après que la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin est tombée hors circuit à 15 h 05 HAE, ce système a produit des résultats inexacts (dépassés), parce que le modèle ne tenait pas compte de cette panne. Le système a supposé que la ligne Harding-Chamberlin était toujours disponible et n'a pas prévu de surcharge consécutive à la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper. Lorsque cette dernière est tombée en panne à 15 h 32 HAE, la surcharge résultante a été décelée par le SCADA et a fait envoyer des avertissements aux préposés de MISO, qui ont alors téléphoné à FE à ce sujet²⁷.

Comme l'estimateur d'état – toujours en évolution – de MISO ne fonctionnait pas bien, pas plus que le système de contrôle de vanne de transmission, MISO était moins capable de constater qu'une situation d'urgence était en train de naître dans le réseau de FE.

3F À 15 h 41 HAE, panne de la ligne à 345 kV Star-South Canton

La ligne Star-South Canton (Figure 4.11) chevauche la ligne de démarcation entre les réseaux FE et AEP. Elle est en copropriété, chacune de ces sociétés étant propriétaire du tronçon qui se trouve sur son territoire et s'occupant de la gestion de son emprise. Le circuit Star-South Canton s'est ouvert et refermé trois fois l'après-midi du 14 août, d'abord à 14 h 27 min 15 s HAE (refermeture aux deux extrémités), ensuite à 15 h 38 min 48 s et enfin à 15 h 41 min 35 s. Il est tombé en panne et en verrouillage au poste de Star. Dans chaque cas, il y a eu court-circuit de mise à la terre. Cette ligne est tombée hors circuit à un débit correspondant à 93,2 % de sa valeur d'exception.

Cause 2 : Élagage insuffisant des arbres

L'équipe d'enquête a inspecté le lieu de l'emprise indiqué par les enregistreurs numériques de défauts des relais sur le tronçon de FE. Elle a trouvé des débris d'arbres et autre végétation qui étaient tombés au sol le 14 août ou après. En ce lieu, la ligne conductrice courait à une hauteur de 44 pi 9 po. Les débris d'arbres reconnaissables mesuraient 30 pi de haut, mais l'équipe n'a pu repérer la souche ni découvrir toutes les parties de l'arbre. Un massif voisin avait été grandement endommagé par la panne. Il y avait notamment des branches carbonisées ou dépouillées de leur écorce par la courante de fuite. De plus, la surface du sol autour du tronc était bouleversée, décolorée et morcelée, indice courant des effets d'une panne de plus grande ampleur ou de pannes multiples. L'analyse d'une autre souche a indiqué qu'un arbre de 14 ans avait récemment été retiré du milieu de l'emprise²⁸.

À la suite de la perte de la ligne Star-South Canton, les débits se sont beaucoup élevés dans le réseau à 138 kV en direction de Cleveland et les tensions locales ont commencé à se dégrader dans le réseau annexe à 138 et 69 kV. Au même moment, les débits s'accroissaient dans la ligne à 345 kV Sammis-Star à cause des pannes de lignes à 138 kV, seules voies restantes entre le sud et Cleveland.

Cause 1 : Connaissance insuffisante de la situation

Les préposés de FE ignoraient que le réseau fonctionnait hors des limites de « panne par un premier événement imprévu » à la suite de la panne de la ligne Harding-Chamberlin (par la perte de la ligne Hanna-Juniper), n'ayant pas procédé à une analyse d'éventualités le 14 août (probablement là encore parce que, après 14 h 14 HAE, ils ne se sont pas rendu compte que les conditions fondamentales du réseau avaient changé)²⁹. L'équipe d'enquête n'a pas établi si les données sur l'état du réseau utilisées par l'estimateur d'état et le modèle d'analyse d'éventualités de FE avaient fidèlement été mises à jour.

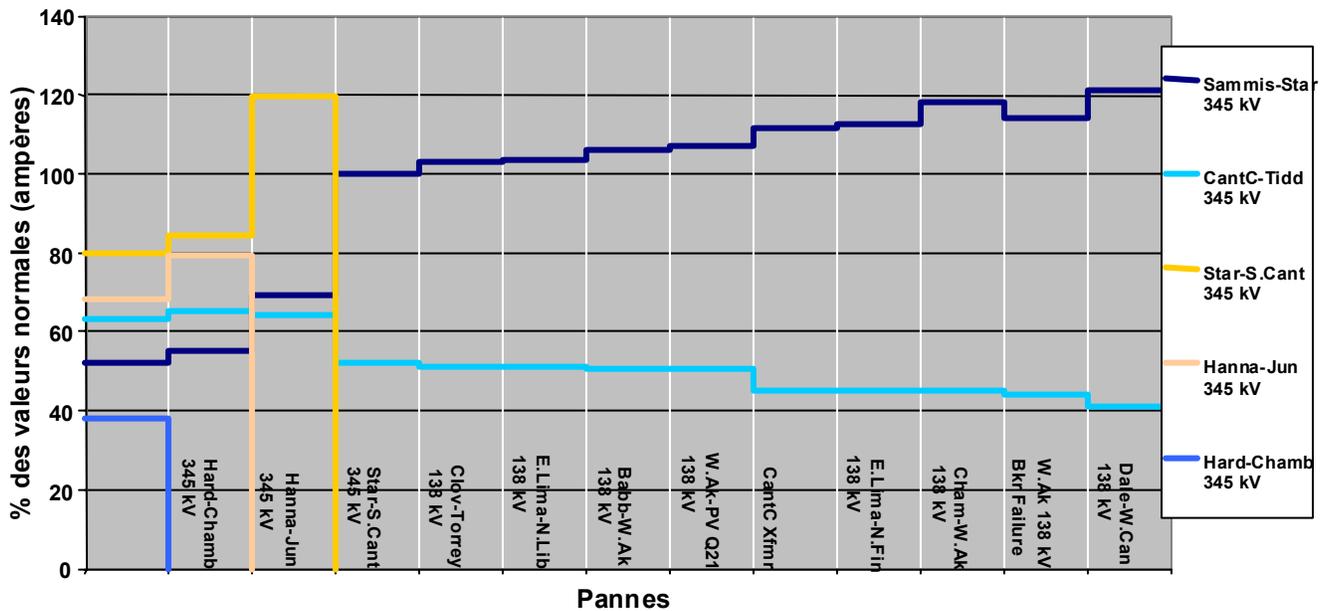
Répercussions sur le réseau des pannes de lignes à 345 kV. Par modélisation, l'équipe d'enquête a examiné les répercussions de la perte des lignes à 345 kV Harding-Chamberlin, Hanna-Juniper et Star-South Canton. Après diverses analyses de scénarios, ils sont parvenus à la conclusion que, si la ligne Hanna-Juniper ou Harding-Chamberlin avait été remise en service et y

était restée, la ligne Star-South Canton ne serait pas tombée hors circuit et en verrouillage à 15 h 42 HAE.

À en juger par les données d'une vaste modélisation effectuée par l'équipe d'enquête, il n'y avait pas d'écart de limites préaccidentelles à 15 h 05 HAE avant la perte de la ligne à 345 kV Chamberlin-Harding. La figure 4.12 présente les charges estimées en modélisation par l'équipe d'enquête au moment où les lignes à 345 kV ont commencé à tomber en panne dans le nord-est de l'Ohio. En prenant les pourcentages des valeurs normales, elle indique comment la charge de chaque ligne s'est élevée à mesure que les lignes à 345 et 138 kV sont tombées hors circuit entre 15 h 05 (Harding-Chamberlin, première ligne en question à se dégrader) et 16 h 06 HAE (Dale-West Canton). Comme on peut le voir, aucune des lignes à 345 ou 138 kV n'a dépassé les valeurs normales avant les pannes combinées des lignes Harding-Chamberlin et Hanna-Juniper. Il reste que, immédiatement après la perte de la seconde de ces lignes, la charge de la ligne Star-South Canton a fait un bond, passant selon les estimations de 82 % à 120 % de la valeur normale (elle-même inférieure à la valeur d'exception), et est demeurée à ce dernier niveau pendant 10 minutes avant de tomber en panne. À droite, le graphique indique l'incidence des pannes des lignes à 138 kV (dont nous parlerons dans la description de la prochaine étape) sur les deux lignes restantes à 345 kV. Ainsi, la charge de la ligne Sammis-Star s'est constamment élevée au-dessus de 100 % au gré des pertes de lignes à 138 kV.

Figure 4.12 Incidence des pannes antérieures sur les charges des lignes à 345 kV

Données de simulation sur les charges des lignes à 345 kV



Une fois perdue la ligne à 345 kV Harding-Chamberlin à 15 h 05 HAE, on a relevé des écarts de limites préaccidentelles dans les cas suivants :

- ligne à 345 kV Star-Juniper dont la charge dépasserait la limite en situation d'urgence si la ligne à 345 kV Hanna-Juniper devait elle aussi être perdue;
- lignes à 345 kV Hanna-Juniper et Harding-Juniper dont les charges excéderaient les limites en situation d'urgence si la génératrice Perry (1 255 MW) tombait en panne.
-

Sur le plan opérationnel, une fois que le réseau de FE entrerait en écart préaccidentel N-1, toute nouvelle perte d'installations accentuait l'écart et la perte de fiabilité. Une fois perdue la ligne Harding-Chamberlin, FE devait, pour ne pas déroger aux critères du NERC, réduire les charges de ces trois lignes dans les 30 minutes de sorte qu'aucun autre incident n'empêche à lui seul de respecter une limite d'exception (situation d'urgence). En d'autres termes, FE se devait de rétablir le réseau dans sa sûreté de fonctionnement.

Appels téléphoniques à la salle de commande de FE

**Cause 1 :
Connaissance
insuffisante de
la situation**

Entre au plus le moment (14 h 14 HAE) où le système d'alarme SGE est tombé en panne et au moins celui (15 h 42 HAE) où ils ont commencé à se rendre compte de la situation, les préposés de FE n'ont pas vu dans quelle mesure le réseau était en voie de se perdre, ni le degré de fausseté de la perception qu'ils avaient de ce réseau par rapport aux conditions réelles, bien qu'ayant reçu des indices en ce sens par des appels téléphoniques en provenance d'AEP, PJG, MISO et les clients. Les intéressés sont demeurés inconscients jusqu'à environ 15 h 45 HAE des pannes de lignes qui s'étaient produites après la mise hors circuit de la génératrice Eastlake 5 à 13 h 31 HAE, bien qu'ayant commencé à obtenir des informations extérieures décrivant des aspects de l'affaiblissement du réseau. Comme ils n'ont pas eu connaissance des événements à

mesure qu'ils se déroulaient, ils n'ont pris aucune mesure pour remettre le réseau en état de fiabilité.

Voici une brève description de certains des appels reçus par eux au sujet des problèmes du réseau, ainsi que de leur défaut de reconnaître ceux-ci. Pour la commodité de l'exposé, nous regarderons la suite d'appels reçus entre le moment où se sont produites les pannes de lignes à 345 kV et celui où le réseau à 138 kV s'est effondré et qui appartient à l'étape suivante.

Après la première panne de la ligne à 345 kV Star-South Canton à 14 h 27 HAE, AEP a appelé FE à 14 h 32 HAE pour en discuter et pouvoir refermer le circuit. AEP connaissait les opérations de coupe-circuit à son extrémité (South Canton) et s'est enquis des opérations à l'autre extrémité (Star) de FE. FE a dit n'avoir rien vu à son extrémité, mais AEP a réaffirmé qu'il y avait eu panne à 14 h 27 HAE et que le coupe-circuit de South Canton avait refermé le circuit³⁰. À FE, il y a eu une conversation interne au sujet de l'appel d'AEP à 14 h 51 HAE. On s'y est dit inquiet de n'avoir eu aucune indication d'une opération de coupe-circuit, mais comme on n'avait pas de données à la salle de commande, les préposés en sont restés là.

À 15 h 19 HAE, AEP a rappelé FE pour confirmer la panne de la ligne Star-South Canton et l'opération de relais selon des indications obtenues sur place. Le préposé de FE a redit que, n'ayant reçu aucun signal d'alarme, la salle de commande pensait qu'il n'y avait aucun problème. Un technicien d'AEP au poste électrique de South Canton a vérifié s'il y avait eu panne. À 15 h 20 HAE, AEP a décidé de considérer l'information de relais et d'enregistreur numérique de défauts de South Canton comme un « signe du hasard » et de vérifier les relais pour voir en quoi le problème pourrait consister³¹.

À 15 h 35 HAE, le centre de commande de FE a reçu un appel du préposé à la génératrice Mansfield 2 qui s'inquiétait des signaux d'enregistreur de défauts et de crêtes d'excitation de l'alimentation en tension (avertissement de surexcitation); un répartiteur a aussi appelé pour signaler un « saut » dans son secteur. Peu après cet appel, le centre de commande de FE à Reading en Pennsylvanie a appelé pour indiquer que les enregistreurs de défauts dans les régions ouest et sud du lac Érié étaient en activation. Il se demandait si quelque chose s'était produit dans le secteur Ashtabula-Perry. Le préposé de la centrale nucléaire de Perry a signalé pour sa part une « pointe » au transformateur principal de la génératrice. Lorsqu'il est allé regarder le compteur, « il continuait à faire toutes sortes de bonds, ce qui l'avait obligé à mettre son relais en déclenchement, sachant que quelque chose clochait »³².

C'est à ce moment-là que les préposés de FE se sont mis à penser que quelque chose n'allait pas, mais sans reconnaître que le problème se posait dans leur réseau. « Ça doit être dans la distribution ou quelque chose de semblable ou bien le problème de quelqu'un d'autre, mais il n'y a rien qui apparaît ici³³. » À la différence d'un grand nombre d'autres salles de commande de réseaux de transport, celui de FE n'a pas de tableau indicateur (où les préposés puissent voir sous une forme schématique sur le mur devant eux toutes les grandes lignes et centrales de leur secteur de commande) où on puisse repérer les pannes importantes de transport et de production du secteur.

À 15 h 36 HAE, MISO a communiqué avec FE au sujet de la surcharge postaccidentelle de la ligne Star-Juniper par suite de la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper³⁴.

À 15 h 42 HAE, le préposé du secteur ouest a informé les techniciens TI de FE que le système SGE avait perdu de sa fonctionnalité. « Rien ne semble se mettre à jour dans les ordinateurs... Il y a des gens qui ont appelé pour signaler des pannes, mais rien n'est mis à jour dans le récapitulatif des événements... Je pense qu'il y a quelque chose de grave. » C'est la première indication de la constatation par un préposé de la salle de commande de FE d'une certaine dégradation du SGE. Rien n'indique cependant que l'intéressé ait alors informé les autres préposés. Toutefois, les techniciens TI de FE ont discuté peu après des mesures correctives à prendre dans le cas du système d'alarme SGE avec certains préposés de la salle de commande.

À la même heure (15 h 42 HAE), le préposé de la génératrice de Perry a rappelé pour donner d'autres indications sur les problèmes qui se posaient. « J'ai toujours toutes sortes de pointes et de fluctuations de tension de la génératrice... Je ne peux dire combien de temps encore nous allons survivre³⁵.

À 15 h 45 HAE, l'équipe d'élagage a dit avoir pu observer une panne causée par un arbre dans la ligne à 345 kV Eastlake-Juniper; cette panne s'était en réalité produite dans la ligne à 345 kV Hanna-Juniper aux alentours. Cette indication a ajouté à la confusion dans la salle de commande de FE, car le préposé avait une indication de débit dans la ligne Eastlake-Juniper³⁶.

Après que la ligne à 345 kV Star-South Canton est tombée hors circuit une troisième fois et en verrouillage à 15 h 42 HAE, AEP a appelé FE à 15 h 45 HAE pour discuter de la situation et signaler que d'autres lignes paraissaient en surcharge. FE a alors reconnu que les coupe-circuit de Star s'étaient mis en déclenchement et étaient restés ouverts³⁷.

À 15 h 46 HAE, le préposé de la génératrice de Perry a téléphoné une troisième fois à la salle de commande de FE pour dire que son unité était sur le point de tomber en déclenchement : « Ça paraît mal... Nous ne serons plus là avant longtemps, et vous allez vous retrouver devant un plus gros problème³⁸.

À 15 h 48 HAE, un préposé du réseau de transport de FE a dépêché quelqu'un au poste électrique de Star et, à 15 h 50 HAE, a demandé que l'on envoie du personnel dans les régions, d'abord à Beaver, puis à East Springfield³⁹.

À 15 h 48 HAE, PJM a appelé MISO pour signaler la panne de la ligne Star-South Canton, mais les mesures de débit résultant de la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE qu'avaient effectuées les deux coordonnateurs en fiabilité ne concordaient pas, et ceux-ci se demandaient alors si la ligne à 345 kV Star-South Canton avait été remise en service⁴⁰.

À 15 h 56 HAE, s'inquiétant toujours des répercussions de la panne de la ligne Star-South Canton, PJM a appelé FE pour indiquer que cette ligne était tombée hors circuit et qu'il pensait que la ligne Sammis-Star de FE était effectivement en surcharge préaccidentelle. FE n'a pu confirmer la surcharge. Il a dit à PJM que la ligne Hanna-Juniper était également hors service. Il

pensait que les problèmes se posaient à l'extérieur de son réseau. « AEP doit en avoir perdu pas mal⁴¹. »

Mesures d'urgence

À FirstEnergy comme dans bien d'autres services d'électricité, la conscience des urgences se porte fréquemment sur les pénuries d'énergie. Les sociétés d'électricité disposent de plans permettant dans de telles circonstances d'alléger de plus en plus les charges. Comme moyens employés, il y a notamment les demandes de réduction de charge de consommation à contrat, les appels au public, les ponctions de tension et les délestages qui visent la clientèle en alimentation interruptible ou non. Le plan correspondant de FE est actualisé tous les ans. S'il est possible de couper rapidement des charges là où le SCADA commande les coupe-circuit (FE a peu de ces moyens d'intervention), il reste que, d'un point de vue énergétique, le but est de pouvoir mettre en rotation régulière les charges qui ne seront pas soutenues, d'où la nécessité de disposer de personnel pour mettre les divers groupes en circuit et hors circuit. Le présent événement n'était cependant pas un problème de capacité ou d'énergie ni d'instabilité de réseau, mais plutôt une urgence causée par des surcharges de lignes de transport.

Pour pouvoir prendre efficacement en charge une situation d'urgence, le répartiteur doit d'abord constater les faits et ensuite juger des mesures à prendre. AEP a relevé la présence éventuelle de surcharges préaccidentelles à 15 h 36 HAE et a appelé PJM au moment même où la ligne Star-South Canton, une des lignes AEP-FE dont il était question, tombait hors circuit pour pousser à sa valeur d'exception la tension de la ligne à 345 kV Sammis-Star de FE. Comme on se retrouvait avec l'inverse de l'objet de la discussion sur un plan TLR pour la perte éventuelle de Sammis-Star et une surcharge consécutive à Star-South Canton, on a reconnu l'existence d'un grave problème de réseau auquel aucune solution ne s'offrait d'emblée⁴². Par la suite, vers 15 h 50 HAE, la conversation a porté sur des situations d'urgence (des lignes à 138 kV tombaient hors circuit et plusieurs autres lignes se trouvaient en surcharge), mais on n'a encore trouvé aucun moyen pratique de s'attaquer à ces surcharges par-delà les frontières des territoires des services d'électricité et des coordonnateurs en fiabilité.

Dans son secteur de commande, FE est demeurée inconsciente de la précarité de son réseau où de grandes lignes tombaient hors service, où les tensions se dégradaient et où les autres lignes subissaient d'importantes surcharges⁴³. Les transcriptions indiquent que les préposés de FE savaient que les tensions dégringolaient et que les clients se heurtaient à des difficultés après la perte de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper (à 15 h 32 HAE). Ils ont envoyé du personnel dans les postes électriques, ne croyant pas qu'ils pourraient visualiser ces postes avec leurs outils de collecte de données. Ils parlaient aussi aux clients. Rien n'indique cependant qu'ils aient vu dans cette situation une urgence possible avant 15 h 45 HAE environ où le surveillant de quart a informé ses supérieurs que tout apparaissait comme si on allait perdre le réseau; même là, FE a pu voir que son réseau était en difficulté, mais elle n'a jamais officiellement déclaré se trouver en situation d'urgence appelant l'adoption de mesures d'intervention exceptionnelles.

Les procédures et les protocoles internes de la salle de commande de FE ne préparaient pas suffisamment à la constatation et à la prise en charge de l'urgence du 14 août. Tout au long de l'après-midi ce jour-là, les indications abondaient au sujet de la perte tant des fonctions

essentielles du système d'alarme que de la perte progressive de fiabilité du réseau de transport de FE. Toutefois, FE n'a pas pu pleinement reconstituer le puzzle tant qu'elle n'a pas perdu de pièces maîtresses de son réseau. Elle y est parvenue quelques minutes à peine avant que de nouvelles pannes ne déclenchent la cascade de la panne générale. Les indices de dégradation du système d'alarme de SGE et du réseau de transport sont venus d'un certain nombre de rapports d'intervenants n'appartenant pas à la salle de commande de FE. Les préposés de FE ont reçu des appels de clients, de préposés aux génératrices, d'AEP, de MISO et de PJM. Malgré ces indications et à cause d'un certain nombre de facteurs liés, FE n'a pas pris la mesure de la situation d'urgence qui se présentait à elle.

Le facteur premier à l'origine de ce retard d'évaluation et de synthèse des indications reçues a été le manque d'échange d'information entre les préposés de FE. Si on regarde les interviews de ces préposés et l'analyse des transcriptions téléphoniques, il ressort que rarement les intéressés ont communiqué les indices essentiels à leurs collègues de la salle de commande. Ce partage insuffisant de l'information peut s'expliquer par les facteurs suivants :

1. Il y a séparation physique des préposés (le responsable de la fiabilité qui est chargé de la planification des tensions est à l'autre bout de la salle et donc isolé des préposés au réseau de transport).
2. Il n'y a pas de registre électronique commun (consultable par tous), FE optant plutôt pour des registres manuscrits séparés⁴⁴.
3. Il n'y a pas de procédures d'information systématique du personnel à la relève des quarts.
4. Les préposés sont peu fréquemment formés à l'analyse de scénarios d'urgence, à la constatation et à la solution de problèmes de fausses données et à l'importance des échanges de renseignements essentiels dans toute la salle de commande.

**Cause 1 :
Connaissance
insuffisante de
la situation**

FE a des plans et des procédures écrits d'intervention en cas d'insuffisance de ressources, de chute de tension ou de surcharge avec, entre autres, des consignes de réglage des génératrices et de délestage des charges de l'entreprise. Une fois perdue la ligne Star-South Canton, les tensions sont tombées sous les valeurs limites et des lignes se sont retrouvées très en surcharge. FE n'a cependant appliqué aucune des procédures établies le

14 août, ignorant la plupart du temps que l'état de son réseau appelait un tel traitement.

**Cause 3 :
Soutien insuffisant en
diagnostic du
coordonnateur en fiabilité**

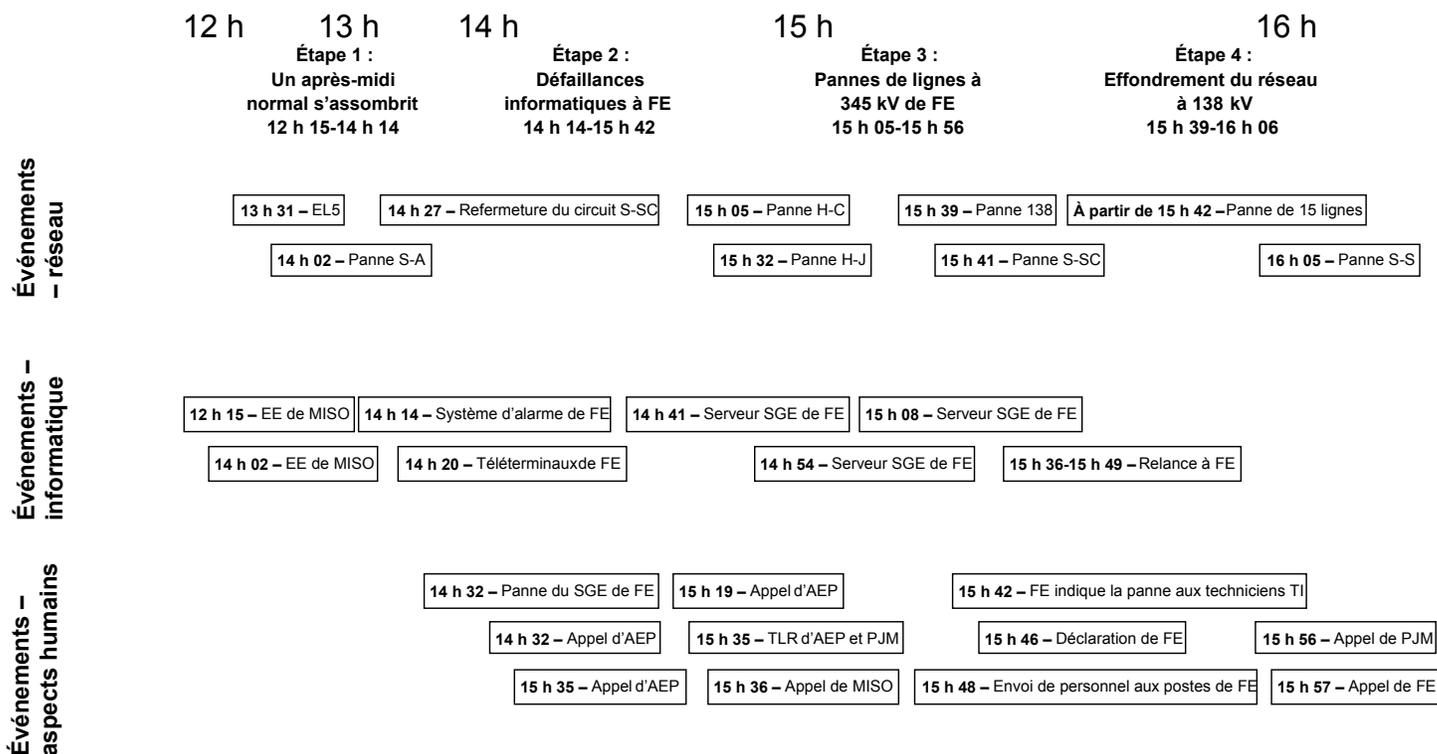
MISO a eu les mains liées, n'ayant pas nettement la visibilité, la responsabilité, l'autorité ni la capacité pour prendre les mesures qu'imposaient les circonstances. Il disposait d'outils d'interprétation et d'application et d'une abondance de données sur le réseau, mais il avait aussi une perception restreinte du réseau de FE. Dans son rôle de coordonnateur en fiabilité pour FE,

sa tâche principale consistait à concevoir et réaliser des plans TLR et à constater et résoudre des problèmes de congestion dans des circonstances moins dramatiques de perte de fiabilité et pour des périodes de recherche de solutions qui n'étaient pas celles qui se sont présentées le 14 août.

Quelle formation les préposés et les coordonnateurs en fiabilité ont-ils pour constater les situations d'urgence et y réagir? FE a compté sur l'expérience acquise en cours d'emploi comme bagage utile à ses préposés dans l'exécution des tâches d'une journée normale, mais elle n'avait jamais connu de grands bouleversements de son réseau et n'avait ni la formation en simulation ni la préparation directe pour cette constatation et cette réaction. Tous les préposés visés de FE ou de MISO avaient été agréés par le NERC, mais ni les uns ni les autres n'avaient acquis la formation, la documentation ou l'expérience pouvant leur permettre de faire face à une urgence de cette nature et de cette ampleur.

Tout au long de la journée du 14 août, les grandes fonctions du SGE de FE ont bien fonctionné pour la plupart. Le système communiquait automatiquement des données précises en temps réel sur les conditions du réseau de FE aux ordinateurs d'AEP, MISO et PJM. L'exploitant de FE n'a pas pensé avant 15 h 42 HAE que les pannes de lignes de transport signalées par AEP et MISO étaient bien réelles, c'est-à-dire après les conversations de FE avec les salles de commande d'AEP et MISO et les appels de ses techniciens TI indiquant la perte des avertissements du système. C'est à ce stade que les préposés de FE ont commencé à se demander si leur réseau n'était pas en danger, mais ils n'ont rien fait pour rétablir les lignes de transport perdues, clairement prévenir de la situation leur coordonnateur en fiabilité ou les voisins ni prendre d'autres mesures correctives possibles (délestages, par exemple) pour stabiliser le réseau.

Figure 4.13 Chronologie de l'Étape 4

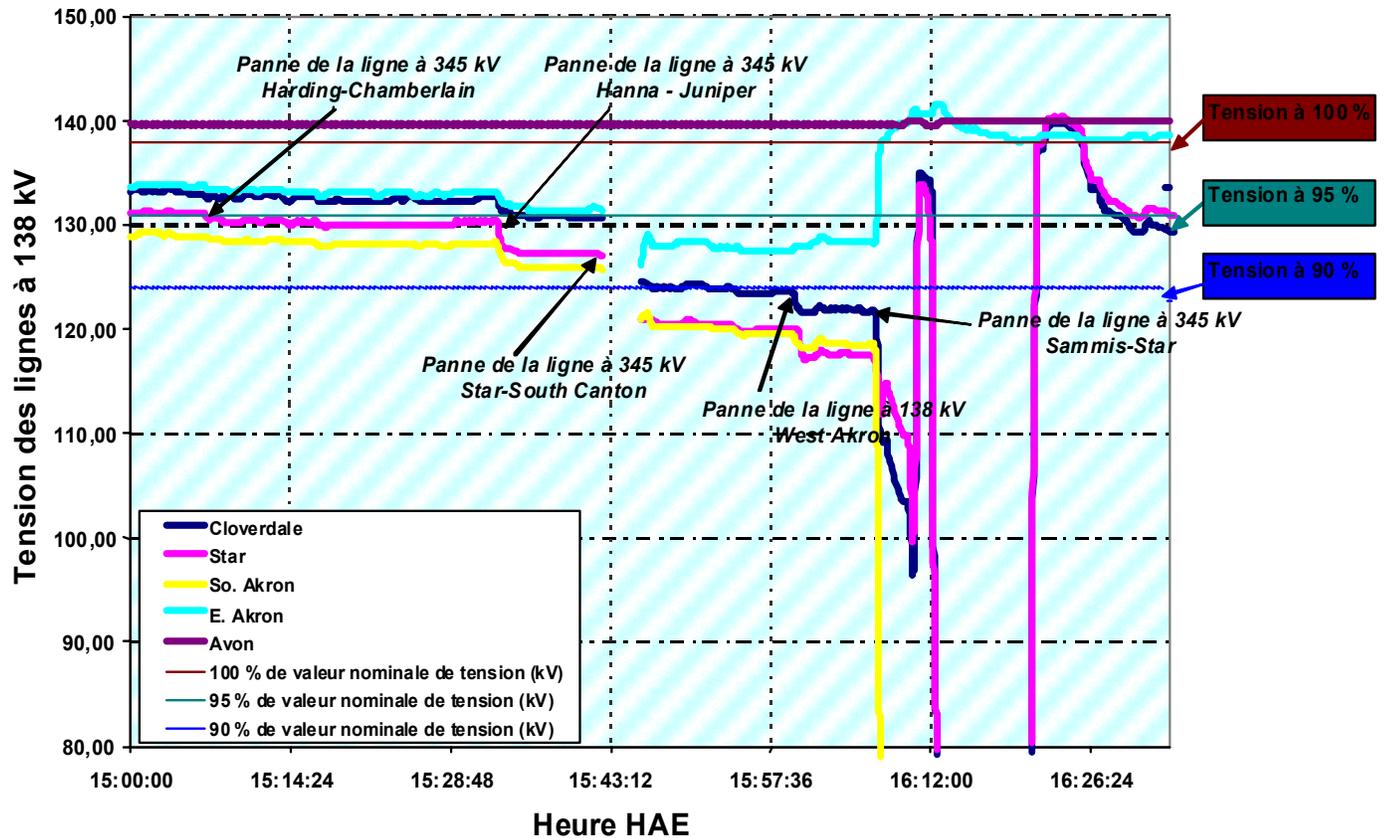


Étape 4 : Effondrement du réseau de transport à 138 kV dans le nord de l'Ohio : 15 h 39 à 16 h 09 HAE

À mesure que les lignes à 345 kV de FE dans le secteur de Cleveland tombaient hors circuit, les charges augmentaient et les tensions diminuaient dans le réseau annexe à 138 kV desservant les régions de Cleveland et d'Akron, ce qui devait pousser ces lignes en surcharge. À 15 h 39 HAE, la première de 16 lignes à 138 kV est entrée en panne. La figure 4.140 indique comment les tensions se sont dégradées aux principaux bus à 138 kV à mesure que se perdaient les lignes à 345 et 138 kV. Dans cette cascade de pannes, les baisses de tension ont fait qu'un certain nombre de grands consommateurs de l'industrie dont le matériel était sensible aux pointes de tension se sont automatiquement mis hors circuit pour protéger leurs installations. À mesure que s'ouvraient les circuits à 138 kV, la panne a frappé la clientèle d'Akron et de l'ouest et du sud de cette ville, mettant fin à toute alimentation pour environ 600 MW de charge.

Figure 4.14 Tensions des lignes à 345 kV de FE

Tensions aux bus à 138 kV dans le nord-est de l'Ohio



Grands événements de l'étape 4

Entre 15 h 39 et 15 h 58 min 47 s HAE, sept lignes à 138 kV sont tombées hors circuit :

- 4A) À 15 h 39 min 17 s HAE, la ligne à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et refermée aux deux extrémités.
À 15 h 42 min 05 s HAE, la ligne ouest à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et refermée.
À 15 h 44 min 40 s HAE, la ligne ouest à 138 kV Pleasant Valley-West Akron s'est ouverte et refermée.
- 4B) À 15 h 42 min 49 s HAE, la ligne à 138 kV Canton Central-Cloverdale s'est ouverte et refermée.
À 15 h 45 min 39 s HAE, la ligne à 138 kV Canton Central-Cloverdale s'est ouverte et refermée.
- 4C) À 15 h 42 min 53 s HAE, la ligne à 138 kV Cloverdale-Torrey est tombée hors circuit.
- 4D) À 15 h 44 min 12 s HAE, la ligne à 138 kV East Lima-New Liberty est tombée hors circuit.
- 4E) À 15 h 44 min 32 s HAE, la ligne à 138 kV Babb-West Akron s'est ouverte et refermée.

- 4F) À 15 h 51 min 41 s HAE, la ligne à 138 kV East Lima-North Findlay s'est ouverte et refermée à la seule extrémité d'East Lima.
- 4G) À 15 h 58 min 47 s HAE, la ligne à 138 kV Chamberlin-West Akron est tombée hors circuit.
Nota : À 15 h 51 min 41 s HAE, la ligne à 138 kV Fostoria Central-North Findlay s'est ouverte et refermée, mais n'est jamais tombée en verrouillage.
À 15 h 59 min 00 s HAE, la perte du bus de West Akron a causé la panne de cinq autres lignes à 138 kV :
- 4H) À 15 h 59 min 00 s HAE, le bus à 138 kV de West Akron est tombé hors circuit et dégagé les coupe-circuit de bus de la ligne à 138 kV de West Akron.
- 4I) À 15 h 59 min 00 s HAE, le circuit de la ligne à 138 kV West Akron-Aetna s'est ouvert.
- 4J) À 15 h 59 min 00 s HAE, le circuit de la ligne à 138 kV Barberton s'est ouvert à la seule extrémité de West Akron. Le coupe-circuit de la jonction à 138 kV West Akron-B18 s'est ouvert, influant sur les transformateurs 3, 4 et 5 à 138/12 kV de West Akron à partir de Barberton.
- 4K) À 15 h 59 min 00 s HAE, le circuit West Akron-Granger-Stoney-Brunswick-West Medina s'est ouvert.
- 4L) À 15 h 59 min 00 s HAE, le circuit de la ligne est à 138 kV (Q-22) West Akron-Pleasant Valley s'est ouvert.
- 4M) À 15 h 59 min 00 s HAE, le circuit de la ligne à 138 kV West Akron-Rosemont-Pine-Wadsworth s'est ouvert.
- De 16 h 00 à 16 h 08 min 59 s HAE, quatre lignes à 138 kV sont tombées hors circuit et la ligne à 345 kV Sammis-Star a subi une panne de surcharge :
- 4N) À 16 h 05 min 55 s HAE, la ligne à 138 kV Dale-West Canton est tombée hors circuit aux deux extrémités et a été refermée à la seule extrémité de West Canton.
- 4O) À 16 h 05 min 57 s HAE, la ligne à 345 kV Sammis-Star est tombée hors circuit.
- 4P) À 16 h 06 min 02 s HAE, la ligne à 138 kV Star-Urban est tombée hors circuit.
- 4Q) À 16 h 06 min 09 s HAE, la ligne à 138 kV Richland-Ridgeville-Napoleon-Stryker est tombée hors circuit et en verrouillage à tous ses points terminaux.
- 4R) À 16 h 08 min 58 s HAE, la ligne à 138 kV Ohio Central-Wooster est tombée hors circuit.
Nota : À 16 h 08 min 55 s HAE, la ligne à 138 kV East Wooster-South Canton est tombée hors circuit, mais a pu être automatiquement refermée.

4A-G Pannes des lignes Pleasant Valley-Chamberlin-West Akron

De 15 h 39 à 15 h 58 min 47 s HAE, sept lignes à 138 kV du nord de l'Ohio sont tombées hors circuit et en verrouillage. À 15 h 45 min 41 s HAE, le circuit de la ligne à 345 kV Canton Central-Tidd s'est ouvert pour se refermer à 15 h 46 min 29 s HAE, car le poste CB « AI » à 345/138 kV de Canton Central s'est ouvert à plusieurs reprises, causant une dépression d'air qui a empêché un déclenchement de coupe-circuit. C'est ainsi que les transformateurs à 345/138 kV de Canton Central se sont déconnectés pour rester hors service, affaiblissant encore plus le réseau à 138 kV du secteur Canton-Akron. À 15 h 58 min 47 s HAE, la ligne à 138 kV Chamberlin-West Akron est tombée hors circuit.

4H-M Défaillances des coupe-circuit de transformateurs et pannes de lignes à West Akron

À 15 h 59 HAE, le bus à 138 kV de West Akron de FE s'est déclenché par défaut du coupe-circuit du transformateur n° 1 de cette zone, ce qui a causé l'ouverture des circuits des cinq autres lignes à 138 kV reliées au poste de West Akron. Les transformateurs à 138-12 kV sont demeurés en liaison avec la ligne à 138 kV Barberton-West Akron, mais le débit vers le transformateur n° 1 à 138/69 kV de la zone a disparu.

4N et O Panne de la ligne à 138 kV Dale-West Canton et de la ligne à 345 kV Sammis-Star

À la suite de la panne de la ligne Cloverdale-Torrey à 15 h 42 HAE, la ligne Dale-West Canton a été la plus surchargée de tout le réseau de FE. Elle a résisté à une surcharge excessive correspondant à 160 % à 180 % de la valeur normale jusqu'à ce qu'elle tombe hors circuit à 16 h 05 min 55 s HAE. La perte de cette ligne a eu d'importantes répercussions sur le secteur et les tensions se sont largement dégradées. Le reste du réseau à 345 kV a pris plus de puissance, poussant la charge de la ligne Sammis-Star à plus de 120 % de sa valeur nominale. Deux secondes après à 16 h 05 min 57 s HAE, cette ligne est tombée hors circuit. À la différence des trois lignes à 345 kV qui étaient tombées en panne par court-circuit de mise à la terre à la suite de contacts avec des arbres, la ligne Sammis-Star a été perdue parce que ses relais de protection ont enregistré une faible impédance apparente (tension en baisse divisée par un débit anormalement en hausse). Dans ce cas, les relais ont réagi comme si ce débit excessif avait été provoqué par un court-circuit. Trois autres lignes à 138 kV devaient tomber rapidement en Ohio après la panne de la ligne Sammis-Star, mais cette perte a été le point tournant de la propagation depuis le nord-est de l'Ohio d'une cascade de pannes dont ont été victimes le nord-est des États-Unis et l'Ontario⁴⁵.

Perte du réseau à 138 kV

S'il y a eu mise hors circuit de lignes à 138 kV à partir de 15 h 39 HAE, c'est que les pannes des lignes à 345 kV Harding-Chamberlin, Hanna-Juniper et Star-South Canton ont mis ce réseau en surcharge, l'électricité étant débitée au nord vers les charges d'Akron et de Cleveland. La modélisation indique que la remise en service de la ligne à 345 kV Hanna-Juniper ou Chamberlin-Harding aurait réduit – sans les éliminer – toutes les surcharges du réseau à 138 kV. En théorie, on peut dire que le rétablissement de ces deux lignes aurait ramené toutes les lignes à 138 kV dans les limites de leurs valeurs d'exception.

**Cause 1 :
Connaissance
insuffisante de
la situation**

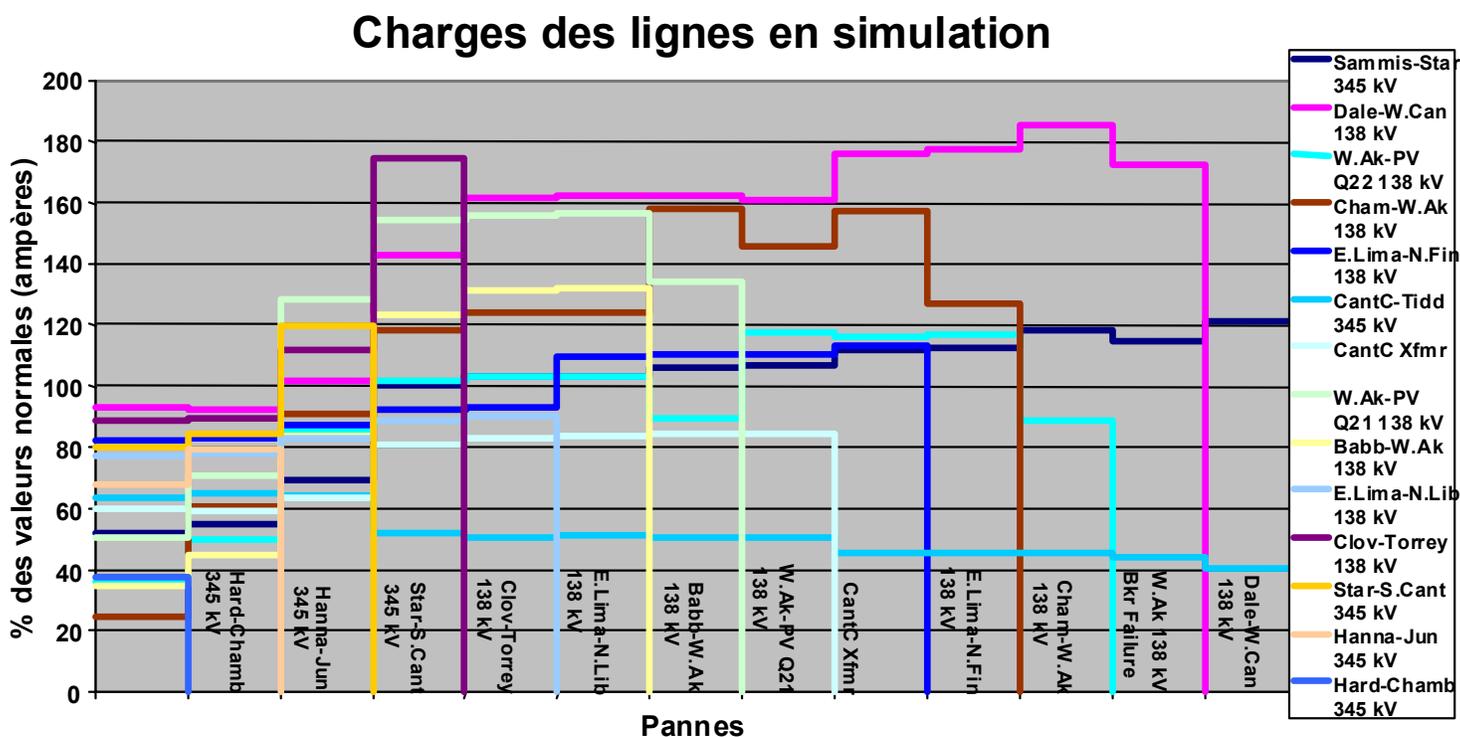
Il reste que ces trois lignes à 345 kV avaient déjà été dégradées par contact avec des arbres et qu'il est donc peu probable que FE ait pu en rétablir si elle avait su qu'elles étaient tombées en panne. Comme le circuit de la ligne Star-South Canton avait déjà été ouvert et refermé trois fois, il était tout aussi improbable qu'un préposé connaissant cette situation aurait suffisamment compté sur cette ligne pour la faire fonctionner en toute sécurité dans de telles conditions d'urgence. Des scénarios de redistribution de production n'auraient pu à eux seuls résoudre les problèmes de surcharge, mais la modélisation indique que, si on avait procédé à des délestages dans les secteurs de Cleveland et Akron, on aurait pu ramener la plupart des charges de lignes dans les limites des valeurs d'exception et donc aider à stabiliser le réseau.

Toutefois, le nombre de délestages à prévoir s'est rapidement accru à mesure que le réseau de FE se défaisait.

Panne de la ligne à 345 kV Sammis-Star

La figure 4.15 extraite de la modélisation de l'équipe d'enquête indique comment les débits se sont déplacés parmi les lignes à 345 kV et les grandes lignes à 138 kV de FE dans le nord-est de l'Ohio à mesure que se propageaient les pannes. Toutes les lignes étaient en surcharge normale après le verrouillage de la ligne Harding-Chamberlin, mais après la panne de la ligne Hanna-Juniper à 15 h 32 HAE, la ligne à 345 kV Star-South Canton et trois lignes à 138 kV ont fait un bond au-dessus des valeurs normales de charge. Après que la ligne Star-South Canton est tombée en verrouillage à 15 h 41 HAE, cinq lignes à 138 kV et la ligne à 345 kV Sammis-Star se sont trouvées en surcharge, alors que la ligne Star-South Canton restait dans ses limites d'exception. Comme on peut le voir au graphique, c'est à ce stade que toute nouvelle panne de ligne a fait grimper les charges des autres, dont certaines se trouvaient bien au-dessus de 150 % des valeurs normales lorsqu'elles ont été à leur tour victimes de pannes. La ligne à 345 kV Sammis-Star est demeurée en service jusqu'à 16 h 05 min 57 s HAE (heure de sa mise hors circuit).

Figure 4.15 Simulation des effets des pannes antérieures sur les charges des lignes à 138 kV



²² Transcription par l'équipe d'enquête de la réunion du 9 septembre 2003, commentaires de Steve Morgan, vice-président à l'exploitation électrique :

M. Morgan : Si on considère les antécédents de pannes d'une certaine durée de ces lignes en 2001, 2002 et 2003 jusqu'à août 2003, on peut voir qu'il n'y a pas eu de pannes à Chamberlin-Harding en deux ans et demi. Hanna-Juniper en a eu six en 2001; leur durée a varié de 4 à 34 minutes. Deux sont d'origine inconnue, deux ont été respectivement causées par des éclairs et la défaillance d'un relais et deux enfin tiennent en réalité à un mauvais fonctionnement de programme de relais. Ils appartiennent à la catégorie « autres »; c'est généralement ce qui se produit en cas de mauvaises opérations de relais, et je ne vois pas si c'est particulier.

Star-South Canton n'a pas eu de pannes d'une certaine durée dans cette même période de deux ans et demi, pas plus que la ligne Sammis-Star dont nous n'avons pas encore parlé.

Est-ce donc normal? Non, mais il y a 345 lignes qui fonctionnent, et le phénomène n'est donc pas une inconnue. »

²³ « Interim Report, Utility Vegetation Management », Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant, examen des programmes de gestion de végétation, octobre 2003, page 7.

²⁴ Équipe d'enquête, 2 octobre 2003, réunion de collecte de données, déclaration de Steve Morgan.

²⁵ « FE MISO Findings » page 11.

²⁶ FE gère la végétation des emprises par cycles de cinq ans. Dans la ligne Hanna-Juniper, l'équipe d'élagage défrichait près de la ligne à trois travées de distance le 14 août lorsque le contact a eu lieu. Équipe d'enquête, transcription de la réunion du 9 août 2003, et discussion de l'équipe avec le contremaître de l'équipe d'élagage.

²⁷ Selon le document « FE MISO Findings », p. 11.

²⁸ « Interim Report, Utility Vegetation Management », Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant, examen des programmes de gestion de végétation, octobre 2003, p. 6.

²⁹ Équipe d'enquête, transcriptions de la réunion du 9 septembre 2003, Steve Morgan, vice-président à l'exploitation électrique de FirstEnergy :

M. Benjamin : Steve, je veux être sûr de vous avoir bien compris : vous avez indiqué que, une fois la ligne Hanna-Juniper hors circuit, il n'y a pas vraiment eu de problèmes de tension réseau tant que la ligne Star-South Canton a fonctionné. Mais les préposés savaient-ils que, avec Hanna-Juniper en panne ou en cas de mise hors circuit de Star-South Canton, ils sortiraient des limites de fonctionnement?

M. Morgan : Pour répondre à cette question, il aurait fallu une analyse d'éventualités probablement à la demande pour cette opération. Je n'ai pas l'impression qu'une telle analyse, et sûrement pas une analyse à la demande, aurait pu s'exécuter dans ce laps de temps. Autrement que par expérience, auraient-ils été en mesure de répondre à la question? Et ce que je sais du dossier pour le moment me fait croire qu'ils ne faisaient pas d'analyse d'éventualités à la demande.

M. Benjamin : Auraient-ils pu le faire?

M. Morgan : Sans doute oui.

M. Benjamin : Vous avez tous les outils pour ce faire?

M. Morgan : Ils ont tous les outils et toute l'information est là. Et si l'estimateur d'état produit de bonnes solutions et que toutes les données sont à jour, ils auraient sûrement pu le faire. J'ajouterai qu'il n'y a pas que ces outils, puisqu'ils ont aussi accès au modèle de planification de charges et de débits qui, effectivement, peut faire la même chose – avec une pleine charge de modélisation s'ils le désirent.

³⁰ Exemple relevé en synchronisation à 14 h 32 (13 h 32), n° 18 041 TDC-E2 283.wav, transcriptions d'AEP.

³¹ Exemple relevé en synchronisation à 14 h 19, n° 2 020 TDC-E1 266.wav, transcriptions d'AEP.

³² Exemple à 15 h 36, voie 8, transcriptions de FE.

³³ Exemple à 15 h 41 min 30 s, voie 3, transcriptions de FE.

³⁴ Exemple relevé en synchronisation à 15 h 36 (14 h 43), voie 20, transcriptions de MISO.

³⁵ Exemple à 15 h 42 min 49 s, voie 8, transcriptions de FE.

³⁶ Exemple à 15 h 46 min 00 s, voie 8, transcriptions de FE.

³⁷ Exemple à 15 h 45 min 18 s, voie 4, transcriptions de FE.

³⁸ Exemple à 15 h 46 min 00 s, voie 8, transcriptions de FE.

³⁹ Exemple à 15 h 50 min 15 s, voie 12, transcriptions de FE.

⁴⁰ Exemple relevé en synchronisation à 15 h 48 (14 h 55), voie 22, transcriptions de MISO.

⁴¹ Exemple à 15 h 56 min 00 s, voie 31, transcriptions de FE.

⁴² Transcriptions d'AEP CAE1 8/14/2003 14 h 35 min 24 s.

⁴³ Transcriptions de FE à 15 h 45 min 18 s, voie 4, et à 15 h 56 min 49 s, voie 31.

⁴⁴ Les registres des préposés de la salle de commande de FE en Ohio indiquent que le pupitre ouest savait que le système d'alarme était en panne à 14 h 14, mais que le pupitre est l'avait appris, lui, à 15 h 45.

Précisons cependant que ces entrées auraient pu se faire après coup.

⁴⁵ L'équipe d'enquête a établi que FE avait pour la ligne Sammis-Star des valeurs différentes de celles qu'utilisaient MISO et PJM dans les calculs de coordination de fiabilité ou encore le voisin AEP. Plus précisément, FE supposait dans l'exploitation de cette ligne à 345 kV que ses valeurs tant normales que d'exception étaient de 1 310 MVA. En revanche, MISO, PJM et AEP se reportaient à une valeur normale plus prudente de 950 MVA et à une valeur d'exception de 1 076. Le propriétaire du réseau (FE en l'occurrence) fixe les valeurs des lignes. On n'a pu déterminer quand et pourquoi les valeurs avaient été modifiées sans être communiquées à tous les intéressés.

5. La cascade de la panne

À 16 h 05 min 57 s HAE, la mise hors circuit et le verrouillage de la ligne à 345 kV Sammis-Star du réseau FE a déclenché une cascade d'interruptions de service dans le réseau haute tension. En moins de sept minutes, cette cascade a entraîné des fluctuations électriques et des mises hors circuit d'installations qui ont eu pour effet d'étendre la panne de la région d'Akron à une grande partie du nord-est des États-Unis et du Canada. Une fois amorcée, la cascade a pris de l'ampleur sous l'effet des transits d'énergie électrique inévitables et du fonctionnement automatique de l'équipement. Aucune intervention humaine n'aurait pu l'arrêter. À 16 h 13 min HAE, plus de 263 centrales électriques (531 génératrices) étaient hors service et plus de 50 millions de personnes n'avaient plus d'électricité au Canada et aux États-Unis.

La cascade peut être décrite en trois phases (qui ont suivi les quatre phases dont il a été question au chapitre 4) :

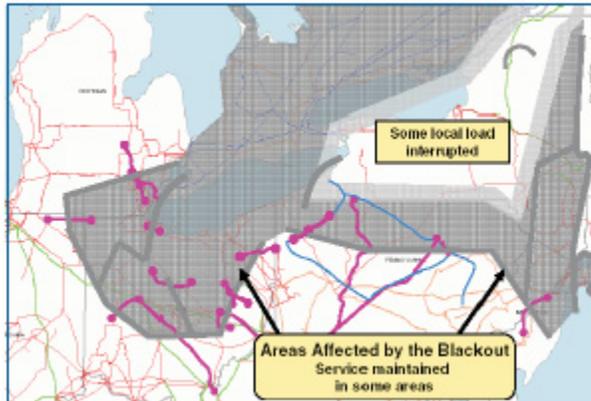
Phase 5. L'effondrement du réseau de transport FE induit une crête de courant massive, non prévue, dans toute la région. Peu de temps avant l'effondrement, des courants électriques de grande intensité circulaient dans le réseau FE, des génératrices du sud (Tennessee, Kentucky, Missouri) vers les stations de distribution du nord de l'Ohio et de l'est du Michigan. L'effondrement du réseau de transport FE a provoqué la rupture de ce trajet. L'énergie électrique a alors emprunté d'autres trajets pour atteindre les stations de distribution, le principal étant une boucle qui traverse la Pennsylvanie et le New Jersey pour passer dans l'État de New York, puis en Ontario et enfin au Michigan et en Ohio. Toutefois, les lignes de transport de ces régions étaient déjà lourdement chargées sous l'effet des transits normaux.

Phase 6. Le réseau AEP se sectionne du réseau FE et le réseau PJM, de celui de New York. Les surtensions massives entraînées par le supplément d'énergie transitant dans le réseau ont provoqué la détection de conditions de court-circuit apparent par les relais ménagés sur les lignes reliant le réseau AEP au réseau FE et la Pennsylvanie et le New Jersey à New York, relais qui ont alors mis hors circuit les lignes correspondantes. La rupture de ces lignes de jonction a eu des incidences importantes : tout d'abord, elle a isolé les réseaux AEP et PJM des perturbations et leur a permis de demeurer stables et connectés au reste de l'interconnexion de l'Est, au sud. Ensuite, elle a mis un frein à la progression de la panne, la limitant à une zone de perturbations comprenant l'est du Michigan, le nord de l'Ohio, l'État de New York, le sud et l'est de l'Ontario ainsi que de petites régions du Québec, du Vermont, du Massachusetts, du Connecticut et du New Jersey.

Phase 7. Globalement, la zone de perturbations souffrait d'une insuffisance de production d'électricité. Avant le début de la cascade, le nord de l'Ohio, l'est du Michigan et l'Ontario importaient de grandes quantités d'énergie électrique. Le sectionnement de la zone de perturbations de la partie sud de l'interconnexion de l'Est a eu pour effet d'accroître subitement les charges à l'intérieur de la zone de perturbations, à une valeur dépassant la capacité de production disponible. Les oscillations de fréquence et de tension qui s'ensuivirent ont provoqué la mise hors circuit de nombreuses lignes de cette zone, la divisant en plusieurs enclaves électriques. Dans ces enclaves, la production et la charge électriques étaient souvent déséquilibrées, ce qui entraînait d'autres mises hors circuit de lignes et de génératrices, jusqu'au rétablissement de l'équilibre dans chaque enclave. Bien qu'une grande partie de la zone de perturbations ait été sans aucune électricité pendant le

processus, certaines enclaves ont réussi à atteindre l'équilibre sans perte totale de service (voir fig. 5.1).

Figure 5.1 La zone de perturbations



Dans le chapitre qui suit, nous décrivons les événements particuliers de chacune des trois phases de la cascade, sans tenter toutefois d'expliquer pourquoi la rupture a suivi le profil particulier qu'elle a suivi plutôt que d'autres profils de propagation. La réponse à cette question nécessitera encore des mois de modélisation informatique et d'analyse de la part de l'équipe d'enquête. Autre question connexe de grand intérêt, serait-il souhaitable et économique de reconfigurer l'interconnexion de l'Est de manière à accroître les probabilités qu'en cas de très fortes contraintes, l'interconnexion se rompe en des points prédéterminés et puisse restreindre les perturbations à une zone réduite? Cette question exigera aussi des mois d'études supplémentaires.

Phase 5 – Cascade d'événements sur le réseau de transport à 345 kV dans le nord de l'Ohio et le centre-sud du Michigan

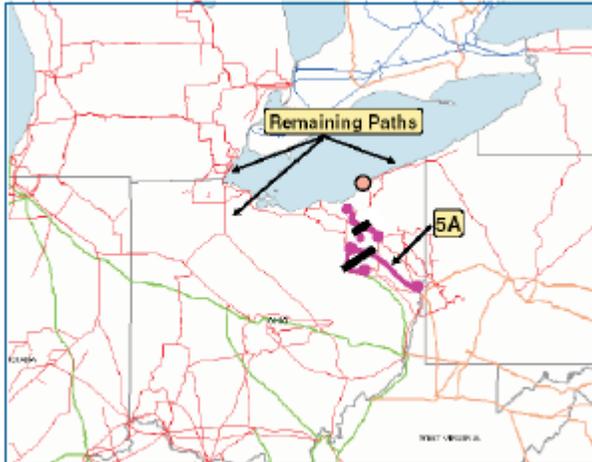
C'est l'affaissement de tension de la ligne à 345 kV Sammis-Star du réseau FE et du réseau sous-jacent à 138 kV qui est à l'origine de cette phase initiale de la panne. Étant donné qu'il ne restait alors plus de grand trajet de transport en provenance du sud capable de supporter la charge considérable de la région nord de l'Ohio, la charge importante imposée aux trajets de transport dans les parties nord et nord-ouest, jusque dans le Michigan, a provoqué l'effondrement successif des lignes et des centrales électriques, (voir Fig. 5.2)

Événements clés de la phase 5

- 5A) 16 h 5 min 57 s HAE : la ligne à 345 kV Sammis-Star est mise hors circuit
- 5B) 16 h 8 min 59 s HAE : la ligne à 345 kV Galion-Ohio Central-Muskingum est mise hors circuit
- 5C) 16 h 9 min 6 s HAE : la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central est mise hors circuit, entraînant des oscillations de puissance considérables au travers de l'État de New York et de l'Ontario, jusque dans le Michigan
- 5D) De 16 h 9 min 8 s HAE à 16 h 10 27 s HAE : plusieurs centrales subissent des pertes de puissance totalisant 937 MW :
 - Réduction à la centrale Midland Cogeneration Venture de 1 263 MW à 963 MW
 - Mise hors circuit des génératrices Kinder Morgan 1 et 2 (total de 200 MW)

Mise hors circuit de la génératrice Avon Lake 7 (82 MW)
Mise hors circuit des génératrices Berger 3, 4 et 5 (total de 355 MW).
5A 16 h 5 min 57 s : la ligne à 345 kV Sammis-Star est mise hors circuit

Figure 5.2 mise hors circuit de la ligne à 345 kV Sammis-Star 16 h 5 min 57 s HAE :



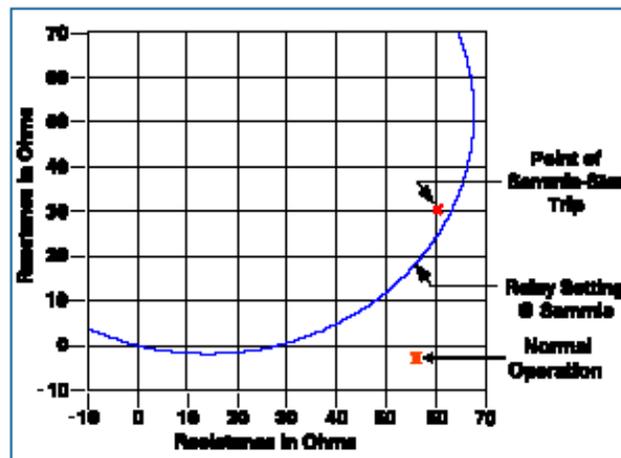
La ligne Sammis-Star n'a pas été mise hors circuit en raison d'un court-circuit à la terre (comme ce fut le cas des lignes à 345 kV déclenchées antérieurement). Elle a été déconnectée par un relais de protection qui a détecté l'impédance apparente basse (tension basse divisée par une intensité de ligne anormalement élevée voir fig 5.3). Au moment du déclenchement, il n'y a pas eu de panne ou d'oscillation de puissance d'importance – ce sont plutôt les fortes intensités de courant, dépassant la capacité de surcharge momentanée de la ligne et accompagnées de tensions faibles, qui ont fait croire aux relais de protection que la surcharge était un défaut à distance dans le réseau. En réalité, le relais ne pouvait plus différencier un défaut triphasé à distance d'un état de charge de ligne exceptionnellement élevée. De plus, le courant réactif (VAR) circulant sur la ligne était presque dix fois supérieur à celui qui circulait plus tôt cette journée-là. Le relais a fonctionné tel qu'il avait été conçu.

La mise hors circuit de la ligne à 345 kV Sammis-Star a entièrement rompu le trajet à 345 kV allant dans le nord de l'Ohio en provenance du sud-est de cet état, déclenchant une nouvelle séquence rapide de mises hors circuit de ligne à 345 kV, chacune de ces mises hors circuit imposant une charge supplémentaire sur les lignes toujours en service. Ces pannes de ligne n'ont laissé que trois trajets permettant au courant de circuler dans la partie nord de l'Ohio : 1) du nord-est de la Pennsylvanie vers le nord de l'Ohio en passant le long de la rive sud du lac Érié, 2) du sud de l'Ohio et 3) de l'est du Michigan et de l'Ontario. Les ruptures de ligne ont sensiblement affaibli la partie nord-est de l'Ohio comme source d'alimentation de l'est du Michigan, rendant la région de Detroit encore plus dépendante des lignes à 345 kV situées à l'ouest et au nord-ouest de Detroit et en provenance du nord-ouest de l'Ohio et de l'est du Michigan.

De 16 h 8 min 59 s HAE à 16 h 10 min 27 s HAE : des lignes de transport se déconnectent dans le nord-ouest de l'Ohio et la production d'électricité est interrompue dans le centre-sud du Michigan et dans le nord de l'Ohio

- 5B) 16 h 8 min 59 s HAE : la ligne à 345 kV Galion-Ohio Central-Muskingum est mise hors circuit
- 5C) 16 h 9 min 5 s HAE : la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central est mise hors circuit, provoquant une grande vague d'oscillations de puissance de la Pennsylvanie et de l'État de New York au travers de l'Ontario et du Michigan

Figure 5.3 Mise hors circuit de lignes de Sammis-Star à 345 kV



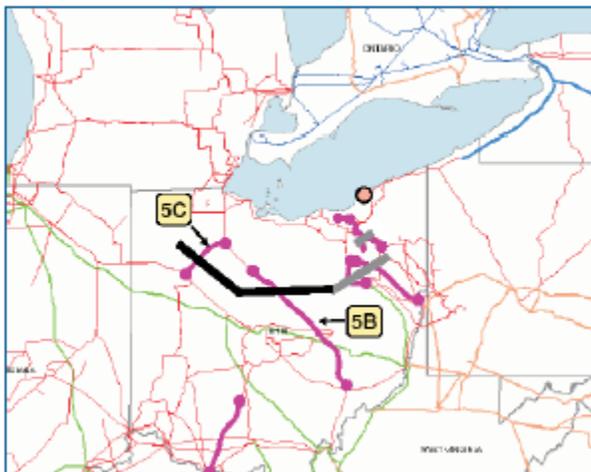
Oscillations inhérentes au réseau

Le réseau d'alimentation électrique connaît des oscillations de puissance régulières, faibles et stables. Ces oscillations sont entraînées par l'accélération ou le ralentissement des rotors de génératrices pendant le rééquilibrage de la puissance de sortie électrique en fonction de la puissance d'entrée mécanique, nécessaire pour répondre aux modifications de la charge ou des conditions du réseau. Elles sont observables dans le transit de puissance sur les lignes de transport qui relient les installations de production et la charge ou sur les lignes de jonction qui relient ensemble diverses régions du réseau. Les oscillations inhérentes au réseau peuvent aussi être observées dans les mesures de fréquence et de tension du réseau. Plus il y a de dérangements dans le réseau, plus les oscillations peuvent prendre de l'ampleur, au point même où les courants deviennent si puissants que les relais de protection mettent hors circuit les lignes connectées, de la même manière qu'un élastique se brise s'il est trop étiré. Si des lignes reliant des régions sont ainsi sectionnées, chaque segment régional dérive à sa propre fréquence.

Les oscillations dont l'amplitude croît sont dites instables. On les appelle aussi parfois oscillations de puissance. Une fois amorcées, elles vont et viennent dans le réseau à la manière de l'eau qui éclabousse dans une baignoire à bascule.

La déconnexion des lignes de transport Galion-Ohio Central-Muskingum et East Lima-Fostoria Central a eu pour effet de supprimer les trajets de transport menant du sud et de l'ouest de l'Ohio au nord de l'Ohio et à l'est du Michigan. Le nord de l'Ohio n'était connecté à l'est du Michigan que par trois lignes de transport à 345 kV près de la courbe sud-ouest du lac Érié. Ainsi, l'ensemble des stations de distribution du nord de l'Ohio et de l'est du Michigan n'était plus connecté au reste du réseau 1) à l'est, que par les lignes de transport provenant du nord-est de l'Ohio et du nord-ouest de la Pennsylvanie en passant le long de la rive sud du lac Érié et 2) à l'ouest, que par les lignes situées à l'ouest et au nord-ouest de Détroit, au Michigan, et allant du Michigan à l'Ontario.

Figure 5.4 Mise hors de circuit de la ligne en Ohio 345 kV



La mise hors circuit de la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central, à 16 h 9 min 6 s HAE, sous l'effet de l'intensité élevée et de la tension basse du courant ainsi que d'oscillations de puissance d'envergure (environ 400 MW à leur passage dans les enregistreurs de Niagara de la NYPA) a marqué le début de l'instabilité du système. Il s'agissait du premier de plusieurs événements interrégionaux relatifs à l'intensité et à la fréquence qui se sont produits dans les deux minutes suivantes. Il y avait la réaction du réseau à la suppression des trajets de transport Ohio-Michigan (ci-dessus) et les contraintes que les charges toujours élevées de Cleveland, de Toledo et de Detroit imposaient aux lignes et aux génératrices locales toujours en service.

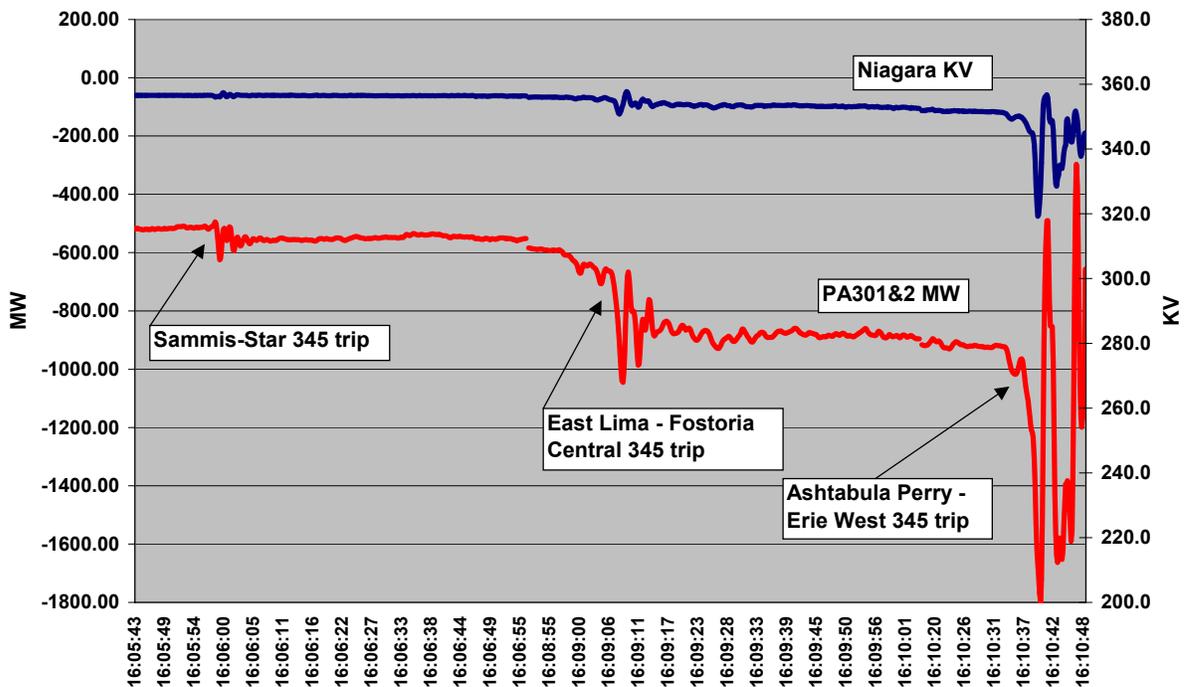
L'enregistrement haute vitesse des courants à 345 kV transitant à Niagara Falls, représenté à la figure 5.3, indique les oscillations de puissance allant de l'État de New York à l'Ontario, qui se sont poursuivies pendant plus de dix secondes (voir fig 5.5). L'enregistrement indique la magnitude des courants ultérieurs déclenchés par la mise hors circuit des lignes à 345 kV Hampton-Pontiac et Thetford-Jewell, au Michigan, et de la ligne à 345 kV Perry-Ashtabula reliant la région de Cleveland à la Pennsylvanie. La tension très basse du réseau de transport du

nord de l'Ohio a semblé compliquer considérablement le maintien de la synchronisation de production d'électricité dans la région de Cleveland et du lac Érié avec l'interconnexion de l'Est. Au cours des deux minutes qui ont suivi, les génératrices de cette région ont atteint un point de non-retour où le niveau de contraintes traversant les jonctions restantes a augmenté davantage et ne pouvait être soutenu.

Figure 5.5 Transit de puissance sur la ligne à 345 kV État de New York-Ontario à Niagara (ne comprend pas le transit sur la ligne 230 kV)

Niagara KV	kV Niagara
Sammis-Star 345 trip	Mise hors circuit de la ligne à 345 kV Sammis-Star
PA301 & 82 MW	MW PA30 1 et 2
East Lima-Fostoria Central 345 trip	Mise hors circuit de la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central
Perry-Ashtabula-Erie West 345 trip	Mise hors circuit de la ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-Erie West

New York to Ontario 345 kV Line flow at Niagara (does not include 230kv line flow)



Avant ces premières oscillations de puissance importantes détectées à l'interface Michigan-Ontario, les courants acheminés dans le réseau NPCC (Ontario et Maritimes, Nouvelle-Angleterre, New York et partie médio-atlantique du réseau PJM) étaient typiques pour la période estivale, bien à l'intérieur des limites admissibles. Les installations de transport et de production d'électricité se trouvaient dans un état sûr dans tout le réseau NPCC.

5D 16 h 9 min 8 s à 16 h 10 min 27 s HAE : plusieurs centrales sont mises hors circuit, pour une perte totale de 937 MW

Réduction de 300 MW dans les installations de cogénération Michigan Cogeneration Venture (de 1 263 MW à 963 MW)

Mise hors circuit des génératrices Kinder Morgan 1 et 2 (total de 200 MW)

Mise hors circuit de la génératrice Avon Lake 7 (82 MW)

Mise hors circuit des génératrices Berger 3, 4 et 5 (total de 355 MW).

Les installations de cogénération Midland Cogeneration Venture (MCV) se trouvent dans le centre du Michigan et Kinder Morgan, dans le centre-sud du Michigan. L'importante inversion de puissance a provoqué des fluctuations en fréquence et en tension qu'ont perçues les centrales. Les systèmes de réglage automatique ont détecté ces phénomènes transitoires et y ont réagi en tentant de régler la sortie de façon à accroître la tension ou à répondre aux changements de fréquence, et ultérieurement, en se mettant hors circuit. Ainsi, des génératrices Avon Lake et Burger, situées à Cleveland et à proximité, ont vraisemblablement été mises hors circuit en raison des basses tensions dans la zone de Cleveland, et la ligne à 138 kV a été déconnectée près du poste 138 kV de Burger (nord de l'Ohio) (voir fig 5.6).

Le transit de puissance arrivant au Michigan en provenance de l'Indiana a augmenté afin de servir les charges de l'est du Michigan et du nord de l'Ohio (toujours connectés au réseau par l'intermédiaire du nord-ouest de l'Ohio et du Michigan), ce qui s'est accompagné d'une chute de tension en raison du déséquilibre entre l'ampleur des charges et les limites de capacité de transport et de production d'électricité.

Phase 6 – La cascade intégrale

Entre 16 h 10 min 36 s HAE et 16 h 13 min HAE, des milliers d'événements sont survenus dans le réseau, entraînés par des phénomènes physiques et par le fonctionnement automatique des équipements. À la fin, une grande partie du nord-est des États-Unis et de la province canadienne de l'Ontario était dans le noir.

16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 39 s HAE : des lignes de transport se déconnectent dans tout le Michigan et dans le nord de l'Ohio, la production d'électricité est interrompue dans le centre du Michigan et le nord de l'Ohio et le nord de l'Ohio se sectionne de la Pennsylvanie.

6A 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 37 s HAE : de nouvelles lignes de transport et des génératrices sont mises hors circuit dans le Michigan

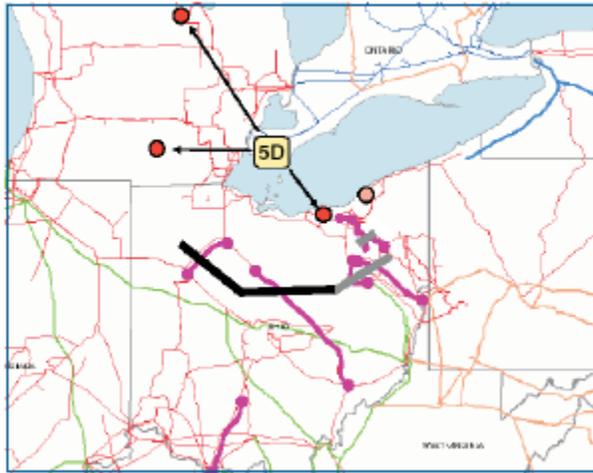
Argenta – mise hors circuit de la ligne à 345 kV Battlecreek

Battlecreek – mise hors circuit de la ligne à 345 kV Oneida

Argenta – mise hors circuit de la ligne à 345 kV Tompkins

Mise hors circuit des génératrices Sumpter 1, 2, 3 et 4 (300 MW près de Detroit)
Sortie de la centrale MCV réduite de 944 MW à 109 MW

Figure 5.6 Mise hors circuit de génératrices au Michigan et en Ohio



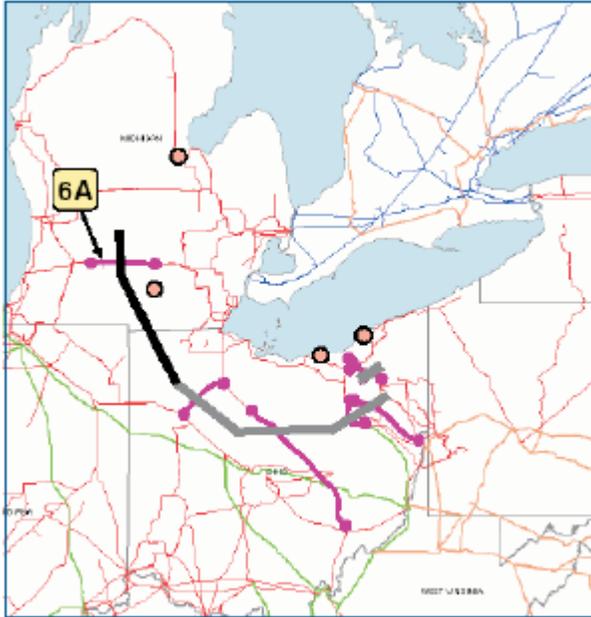
Ensemble, les pannes indiquées ci-dessus ont rompu les trajets de transport est-ouest desservant la région de Détroit à partir du centre-sud du Michigan. Les génératrices Sumpter ont été mises hors circuit en réaction à l'état de sous-tension du réseau. Les lignes du Michigan situées au nord-ouest de Detroit ont alors commencé à être mises hors circuit, tel qu'il est exposé ci-dessous (voir fig 5.7).

6B 16 h 10 min 37 s à 16 h 10 min 38 s HAE : d'autres lignes du Michigan sont mises hors circuit

Hampton – mise hors circuit de la ligne à 345 kV Pontiac

Thetford – mise hors circuit de la ligne à 345 kV Jewell.

Figure 5.7 Mise hors circuit de lignes de transport et de génératrices au Michigan



Ces lignes à 345 kV relient Detroit au nord. Quand elles ont été mises hors circuit, Detroit, Toledo, Cleveland et leurs banlieues n'étaient plus desservies que par les génératrices locales et par les lignes reliant l'est de Detroit à l'Ontario et l'est de Cleveland au nord-est de la Pennsylvanie.

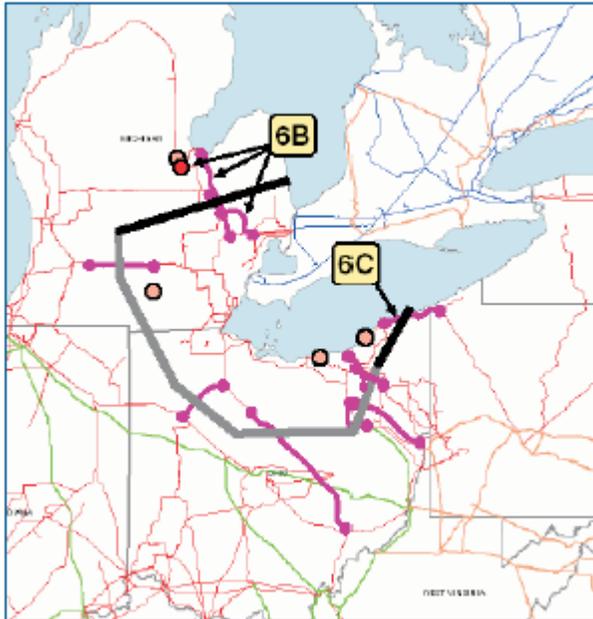
6C 16 h 10 min 38,6 s HAE : la liaison Cleveland-Pennsylvanie se sectionne, le courant s'inverse et une énorme crête de courant déferle en sens antihoraire autour du lac Érié

16 h 10 min 38,6 s	mise hors circuit de la ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-Erie West propagation d'une crête de courant puissante destinée à servir les charges dans l'est du Michigan et le nord de l'Ohio, traversant la Pennsylvanie, le New Jersey et l'État de New York, puis l'Ontario jusque dans le Michigan.
16 h 10 min 38,6 s	

La ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-West Erie était la dernière liaison entre le nord de l'Ohio et l'est, de sorte que cette mise hors circuit a eu pour effet de sectionner le réseau de transport à 345 kV entre l'Ohio et la Pennsylvanie (voir fig 5.8). Quand ces lignes de transport se sont déconnectées, les stations de distribution de l'est du Michigan et du nord de l'Ontario sont demeurées connectées au reste de l'interconnexion de l'Est uniquement à l'interface entre les réseaux du Michigan et de l'Ontario. La production interne d'électricité dont disposaient l'est du Michigan et le nord de l'Ohio était alors très réduite et la tension diminuait. Entre 16 h 10 min 39 s HAE et 16 h 10 min 50 s HAE, le délestage automatique pour sous-fréquence s'est activé dans la région de Cleveland et a soulagé le réseau d'une charge d'environ 1 750 MW. La fréquence dans la région de Cleveland (alors coupée de l'interconnexion de l'Est côté sud) chutait aussi rapidement et le délestage n'a pas été suffisant pour stopper la baisse de fréquence. Puisque le réseau électrique cherche toujours à équilibrer charge et production d'électricité, les

charges élevées auxquelles était soumise Cleveland avaient pour effet de tirer la puissance du seul grand trajet de transport restant – les lignes allant de l’est du Michigan vers l’est, en Ontario.

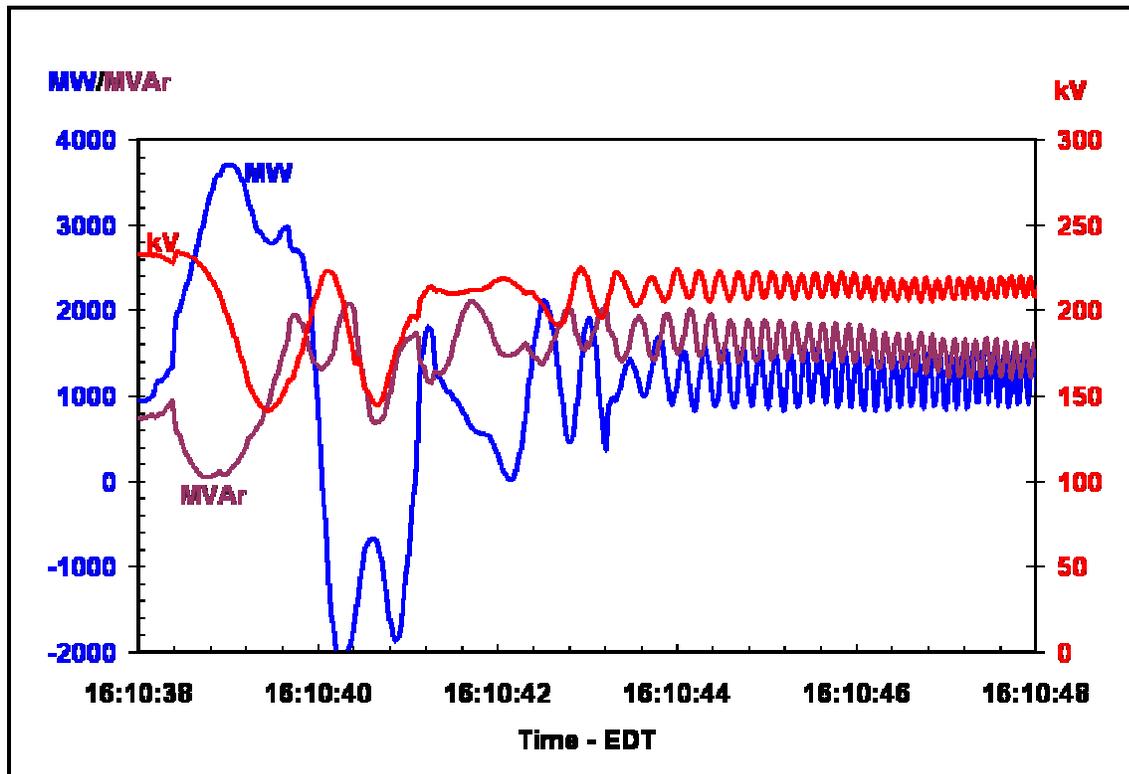
Figure 5.8 16 h 10 min 36 s à 16 h 10 min 38,6 s HAE : mise hors circuit de lignes du Michigan et sectionnement de la liaison Ohio-Pennsylvanie



Avant la perte de la ligne Perry-Ashtabula-West Erie, 437 MW d'énergie transitaient du Michigan en Ontario. À 16 h 10 min 38,6 s HAE, après la rupture des autres trajets de transport vers le Michigan et l'Ohio, en une fraction de seconde, le courant électrique qui suivait ce trajet a changé de direction. L'électricité a commencé à circuler vers le Michigan en suivant une immense boucle en sens antihoraire, de la Pennsylvanie vers l'État de New York, l'Ontario, puis le Michigan, par le circuit de transport restant. Le transit de puissance mesuré sur les lignes à 345 kV de Niagara Falls a augmenté à plus de 800 MW, et sur l'interface Ontario-Michigan, à plus de 3 500 MW (voir fig 5.9). Ce retour soudain d'énergie d'une grande puissance a entraîné une chute de tension radicale et fait augmenter l'intensité de courant sur les lignes de transport le long de l'interface de transport Pennsylvanie-New York.

Il s'agissait d'oscillations de fréquence transitoires, ce qui signifie que la fréquence n'était pas la même dans les diverses parties de l'interconnexion de l'Est. Comme l'indique la figure 5.7, ce déséquilibre de fréquence et les oscillations de puissance qui l'ont accompagné, ont produit un affaissement de tension rapide. La puissance du courant électrique arrivant à Detroit a dépassé 3 500 MW et 1 500 MVAR, ce qui indique que la crête de courant tirait à la fois de la puissance active et réactive du nord-est afin de compenser les tensions basses dans l'est du Michigan et à Detroit. En raison de sa magnitude, la puissance réactive a vite fait de provoquer la chute des tensions en Ontario et dans l'État de New York. Au même moment, la tension du réseau local de la région de Detroit était aussi basse, la production ne suffisant plus à la charge, et Détroit fut bientôt en panne totale (comme l'indique les oscillations de puissance rapides déclinant après 16 h 10 min 43 s HAE).

Figure 5.9 Puissance active et réactive et tension de l'Ontario à Détroit



Entre 16 h 10 min 38 s et 16 h 10 min 41 s HAE, le réseau a subi une crête de courant et une soudaine augmentation extraordinaire de la fréquence à 60,3 Hz. Une série de circuits ont été déconnectés le long de la frontière entre les zones des réseaux PJM et de la NYISO en raison de défauts d'impédance apparente (courts-circuits). La crête de courant s'est aussi déplacée en Nouvelle-Angleterre et dans la région des Maritimes du Canada. La combinaison de la crête de courant et de l'augmentation de fréquence a entraîné la mise hors circuit de génératrices présélectionnées des Maritimes, produisant 380 MW, en raison de l'activation du système de protection spécial « Perte de ligne 3001 » d'Énergie NB. Bien que ce système ait été conçu pour répondre à la défaillance du lien à 345 kV entre les Maritimes et la Nouvelle-Angleterre, il a réagi aux effets de la crête de courant. Le lien est demeuré intact pendant l'événement.

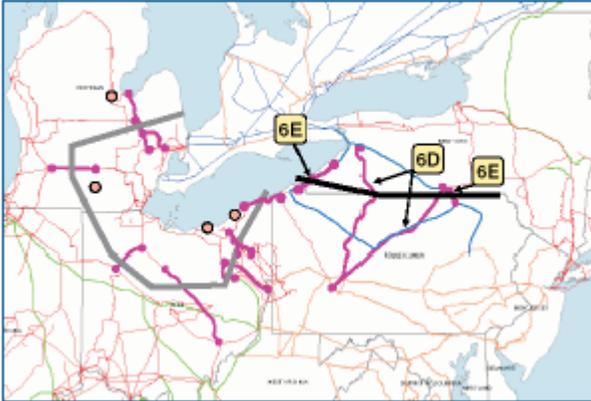
Dans l'ensemble, c'est la mise hors circuit de la ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-Erie West, à 16 h 10 min 38,6 s HAE, qui a constitué le point où le Nord-Est est entré dans une période d'instabilité transitoire et de perte de synchronisation des génératrices. À partir de ce point, la cascade est devenue inévitable et incontrôlable.

16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : la région ouest de la Pennsylvanie se sectionne de l'État de New York

- 6D 16 h 10 min 39 s HAE : ligne à 345 kV Homer City-Watercure Road
 16 h 10 min 39 s HAE : ligne à 345 kV Homer City-Stolle Road

6E 16 h 10 min 44 s HAE : ligne à 230 kV South Ripley-Erie East et ligne à 230 kV South Ripley-Dunkirk
16 h 10 min 44 s HAE : ligne à 230 kV East Towanda-Hillside

Figure 5.10 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 44 s HAE : sectionnement de la liaison Pennsylvanie ouest-État de New York



En réaction à la crête de courant allant vers le nord de la Pennsylvanie à l'État de New York puis en Ontario et au Michigan, les relais automatiques ont déconnecté ces quatre lignes en moins de cinq secondes en raison de l'impédance apparente, ce qui a eu pour effet de sectionner le réseau entre la Pennsylvanie et l'État de New York (voir fig 5.10).

À ce moment-là, la partie nord de l'interconnexion de l'Est (comprenant l'est du Michigan et le nord de l'Ohio) est demeurée connectée au reste de l'interconnexion en deux emplacements seulement : 1) à l'est par les liaisons à 500 kV et à 230 kV entre l'État de New York et le nord-est du New Jersey et 2) à l'ouest, par le long et de ce fait fragile trajet de transport à 230 kV reliant l'Ontario au Manitoba et au Minnesota.

Étant donné que la demande d'électricité du Michigan, de l'Ohio et de l'Ontario tirait de l'énergie des lignes passant dans l'État de New York et la Pennsylvanie, un transit de puissance lourd allait vers le nord, à partir du New Jersey et sur les lignes de jonction avec l'État de New York pour répondre à cette demande, qui amplifiait davantage les oscillations de puissance.

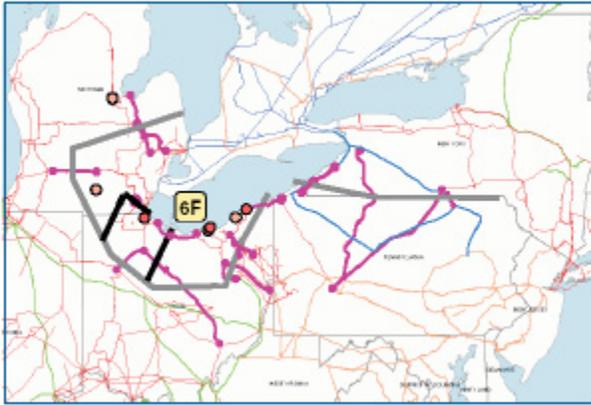
6F 16 h 10 min 39 s à 16 h 10 min 46 s HAE : dans le nord de l'Ohio et l'est du Michigan, les conditions continuent de se dégrader et d'autres lignes de transport et centrales tombent en panne

Ligne à 345 kV Bayshore-Monroe
Ligne à 345 kV Allen Junction-Majestic-Monroe
Poste à 345 kV Majestic – une borne ouverte sur toutes les lignes à 345 kV
Borne de ligne à 345 kV Perry-Ashtabula-Erie West au poste 345 / 138 kV Ashtabula
Ligne à 345 kV Fostoria Central-Galion
Ligne à 345 kV Beaver-Davis Besse
Mise hors circuit de ligne à 345 kV Galion-Ohio Central-Muskingum à Galion
Mise hors circuit de génératrices dans 6 centrales, pour un total de 3 097 MW de production :

Génératrice Lakeshore 18 (156 MW, près de Cleveland)

Génératrices Bay Shore 1 à 4 (551 MW, près de Toledo)
 Génératrices Eastlake 1, 2 et 3 (total de 403 MW, près de Cleveland)
 Génératrice Avon Lake n° 9 (580 MW, près de Cleveland)
 Génératrice nucléaire Perry 1 (1 223 MW, près de Cleveland)
 Génératrice Ashtabula 5 (184 MW, près de Cleveland)

Figure 5.11 D'autres pertes de lignes de transport et de centrales



De retour dans le nord de l'Ohio, les mises hors circuit du poste à 345 kV Majestic dans le sud-est du Michigan, de la ligne à 345 kV Bay Shore-Monroe et du transformateur 345/138kV Ashtabula ont fait de Toledo et de Cleveland une « enclave » électrique (voir fig 5.11). Dans cette grande enclave, la fréquence a commencé à tomber rapidement. S'est ensuivie une série d'arrêts de centrales de la région sous l'effet de l'activation des relais automatiques de sous-fréquence, y compris l'arrêt des génératrices Bay Shore. Quand la ligne à 345 kV Beaver-Davis Besse reliant Cleveland et Toledo a été mise hors circuit, Cleveland est devenue totalement isolée. La charge de la région de Cleveland a été déconnectée par délestage automatique pour sous-fréquence (environ 1 300 MW dans la région métropolitaine de Cleveland), de même qu'une autre charge, de 434 MW, après que les génératrices restantes dans l'enclave eurent été mises hors circuit par des relais de protection sous-fréquence. Des parties de Toledo sont aussi tombées en panne à la suite d'un délestage automatique pour sous-fréquence, mais la plus grande partie de la charge de Toledo a été rétablie par la fermeture automatique des lignes telles que la ligne à 345 kV East Lima-Fostoria Central 345 kV et plusieurs lignes du poste à 345 kV Majestic.

La période prolongée de tension basse à laquelle a été soumis le réseau dans les environs de Detroit a eu pour effet d'amorcer la désynchronisation du fonctionnement entre les autres génératrices de la région, qui fournissaient alors la puissance de sortie mécanique maximale, et le reste du réseau. Les centrales touchées se sont emballées au-delà de la fréquence du réseau, chaque génératrice tournant à un régime supérieur au régime normal. Mais lorsque la tension est revenue à une valeur proche de la normale, les génératrices n'ont pu ralentir leur régime intégralement et ont fini par produire des niveaux de sortie temporairement excessifs, toujours hors de phase avec le réseau. Cette situation est évidente dans la figure 5.9 (plus haut), qui indique au moins deux « glissements de polarité » par des centrales de la région de Detroit entre 16 h 10 min 40 s et 16 h 10 min 42 s. Plusieurs grandes génératrices dans les environs de Detroit – Belle River, St. Clair, Greenwood, Monroe et Fermi – ont consigné une mise hors circuit pour fonctionnement en rupture de synchronisme, pour cette raison.

La génératrice nucléaire Perry n° 1, située sur la rive sud du lac Érié, près de la frontière avec la Pennsylvanie, de même qu'un certain nombre d'autres génératrices se trouvant près de Cleveland, ont été mises hors circuit par le mécanisme de protection contre les sous-fréquences.

6G 16 h 10 min 42 s HAE à 16 h 10 min 45 s HAE : des trajets de transport sont rompus dans le New Jersey et dans le nord de l'Ontario, isolant la partie nord-est de l'interconnexion de l'Est

Mises hors circuit dans quatre centrales, totalisant 1 630 MW

Génératrice Greenwood 11 et 12 (225 MW, près de Detroit)

Génératrice Belle River 1 (600 MW près de Detroit)

Génératrice St. Clair 7 (221 MW, génératrice DTE)

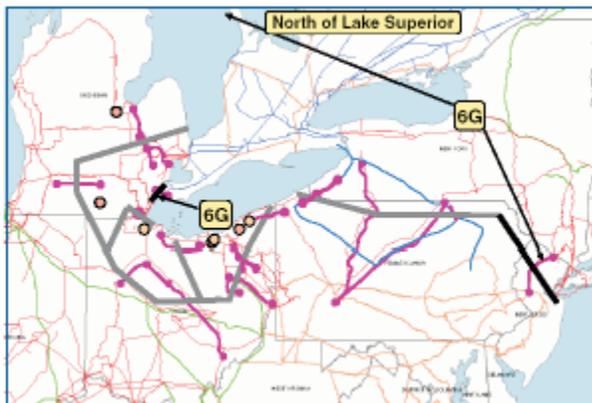
Génératrices Trenton Channel 7A, 8 et 9 (584 MW, génératrices DTE)

16 h 10 min 43 s HAE : la ligne à 230 kV Keith-Waterman est mise hors circuit

16 h 10 min 45 HAE : la ligne à 230 kV Wawa-Marathon n° W21-22 est mise hors circuit

16 h 10 min 45 HAE : la ligne à 500 kV Branchburg-Ramapo est mise hors circuit.

Figure 5.12 Déconnexion du nord-est de l'interconnexion de l'Est



Un nombre important d'installations de production desservant Detroit a été mis hors circuit en réaction aux événements ci-dessus. À 16 h 10 min 43 s HAE, l'est du Michigan était toujours connecté à l'Ontario, mais la ligne à 230 kV Keith-Waterman qui forme une partie de cette interface a été déconnectée en raison de l'impédance apparente (voir fig 5.12).

À 16 h 10 min 45 s HAE, la région nord-ouest de l'Ontario a été sectionnée du reste de l'Ontario quand les lignes à 230 kV Wawa-Marathon se sont déconnectées le long de la rive nord du lac Supérieur. La zone située à l'extrême nord-ouest de l'Ontario est demeurée connectée aux réseaux du Manitoba et du Minnesota, et donc protégée contre la panne.

Au même moment, la ligne à 500 kV Branchburg-Ramapo située entre le New Jersey et l'État de New York a été le dernier grand trajet de transport restant entre l'interconnexion de l'Est et la région qui a été touchée par la panne. Cette ligne a été déconnectée à 16 h 10 min 45 s HAE, de même que les lignes sous-jacentes à 230 kV et à 138 kV du nord-est du New Jersey. La partie

nord-est du New Jersey était alors toujours connectée à l'État de New York, pendant que la Pennsylvanie et les autres parties du New Jersey étaient connectées au reste de l'interconnexion de l'Est.

À ce moment-là, l'interconnexion de l'Est était sectionnée en deux grands segments. Au nord et à l'est du point de sectionnement se trouvaient la ville de New York, la partie nord du New Jersey, l'État de New York, la Nouvelle Angleterre, les provinces maritimes canadiennes, l'est du Michigan, la plus grande partie de l'Ontario et le réseau du Québec. Du côté sud et ouest de la ligne de sectionnement, le reste de l'interconnexion de l'Est n'était pas gravement touché par la panne.

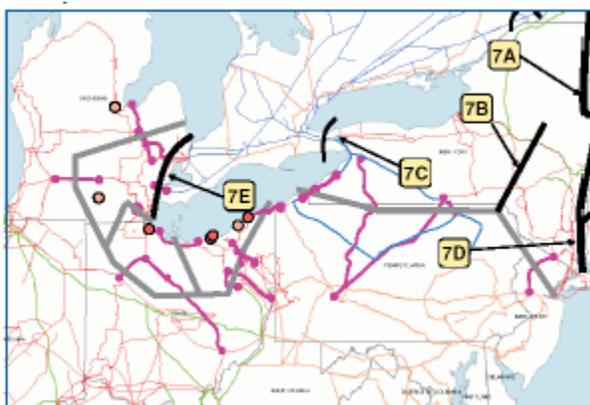
Phase 7 – De nombreuses enclaves électriques se forment dans le nord-est des États-Unis et au Canada

16 h 10 min 46 s HAE – 16 h 11 min 57 s : la Nouvelle-Angleterre (sauf la partie sud-ouest du Connecticut) et les Maritimes se détachent de l'État de New York et restent intactes; le réseau de l'État de New York se divise entre l'est et l'ouest (voir fig. 5.13)

Au cours des trois secondes suivantes, la partie nord enclavée de l'Interconnexion de l'Est se fragmente.

- 7A 16 h 10 min 46 s à 16 h 10 min 47 s HAE : les lignes de transport New York-Nouvelle-Angleterre se déconnectent
- 7B 16 h 10 min 49 s HAE : le réseau de transport de l'État de New York se divise entre l'est et l'ouest.
- 7C 16 h 10 min 50 s HAE : le réseau ontarien à l'ouest des chutes Niagara et du Saint-Laurent se sépare de l'ouest de l'enclave de New York
- 7D 16 h 11 min 22 s HAE : le sud-ouest du Connecticut se sépare de la ville de New York
- 7E 16 h 11 min 57 s HAE : les lignes de transport restantes entre l'Ontario et l'est du Michigan tombent

Figure 5.13 L'État de New York se détache de la Nouvelle-Angleterre et de multiples enclaves se forment



7A 16 h 10 min 46 s à 16 h 10 min 49 s HAE : les lignes de transport New York-Nouvelle-Angleterre se déconnectent

Entre 16 h 10 min 46 s et 16 h 10 min 49 s HAE, les lignes de jonction reliant l'État de New York à la Nouvelle-Angleterre tombent; les oscillations de puissance dans l'ensemble de la région ont entraîné cette séparation, faisant perdre au Vermont une charge d'environ 70 MW.

Les lignes de jonction entre l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre se sont déconnectées et la plus grande partie de la Nouvelle-Angleterre et des provinces maritimes canadiennes est devenue une enclave dont la production et la consommation étaient suffisamment rapprochées pour maintenir le service. À cette date, la Nouvelle-Angleterre exportait près de 600 MW à l'État de New York, de sorte que son réseau a été soumis à des fortes fluctuations jusqu'à ce qu'il retrouve un nouvel équilibre. Avant qu'intervienne la séparation entre le bloc Maritimes-Nouvelle-Angleterre et l'Interconnexion de l'Est, à 16 h 11 min HAE approximativement, les tensions se sont abaissées en raison des importantes oscillations de puissance dans diverses parties de la Nouvelle-Angleterre. Les installations électriques de plusieurs clients importants se sont alors débranchées automatiquement.¹

Toutefois, le sud-ouest du Connecticut s'est détaché de la Nouvelle-Angleterre et est resté lié à l'État de New York pendant environ une minute.

En raison des caractéristiques de sa géographie et de ses installations électriques, le réseau du Québec est rattaché à l'Interconnexion de l'Est par des liaisons de courant continu à haute tension plutôt qu'au moyen de lignes de transport utilisant le courant alternatif. Le réseau québécois est ainsi parvenu à surmonter les crêtes de puissance sans trop de mal parce que les connexions en courant continu l'ont protégé des oscillations de fréquence.

7B 16 h 10 min 49 s HAE : l'État de New York se divise entre l'est et l'ouest

Le réseau de transport d'électricité s'est fracturé à l'intérieur de l'État de New York, la partie est formant une enclave englobant la ville de New York, le nord du New Jersey et le sud-ouest du Connecticut, tandis que la partie ouest de l'État de New York est restée rattachée à l'Ontario et à l'est du Michigan.

End note

7C 16 h 10 min 50 s HAE : le réseau ontarien à l'ouest des chutes Niagara et du Saint-Laurent se détache de l'ouest de l'enclave de l'État de New York

À 16 h 10 min 50 s HAE, l'Ontario et l'État de New York se sont détachés de l'interconnexion Ontario/New York, par l'action de relais qui ont déconnecté neuf lignes à 230 kV en Ontario. Cet épisode a laissé la plus grande partie de l'Ontario isolée au nord. Les grandes centrales hydroélectriques ontariennes de Beck et de Sanders, avec une partie de la charge ontarienne, les centrales hydroélectriques de la New York Power Authority (NYPA) sur le Saint-Laurent et les chutes Niagara, de même que l'interconnexion à 765 kV de courant alternatif de la NYPA avec le Québec, sont restées raccordées au réseau de l'ouest de l'État de New York, répondant ainsi à la demande de la partie nord de l'État.

Entre 16 h 10 min 49 s et 16 h 10 min 50 s HAE, la fréquence est tombée sous le seuil de 59,3 Hz, provoquant un délestage automatique pour sous-fréquence en Ontario (perte de 2 500 MW), dans l'est de l'État de New York et le sud-ouest du Connecticut. Ce délestage a coupé environ 20 % de la charge dans l'est de l'enclave de New York et environ 10 % de la charge restante de l'Ontario. Entre 16 h 10 min 50 s et 16 h 10 min 56 s HAE, l'isolement des centrales hydroélectriques du sud de l'Ontario reliées à l'ouest de l'enclave de New York, combiné au délestage pour sous-fréquence dans le même enclave, a propulsé la fréquence de celle-ci à 63,0 Hz en raison d'un excédent de production.

Trois des circuits de transport à 230 kV près de Niagara ont reconnecté automatiquement l'Ontario à l'État de New York à 16 h 10 min 56 s HAE en se refermant. Mais même avec le rebranchement de ces lignes, la principale enclave ontarienne (toujours rattachée à l'État de New York et à l'Est du Michigan) souffrait d'une importante sous-production, de sorte que sa fréquence a chuté vers le seuil de 58,8 Hz, qui commande une deuxième étape du délestage de charge pour sous-fréquence. Dans les deux secondes qui ont suivi, une autre tranche de 18 % de la demande ontarienne (4 500 MW) a été déconnectée par délestage automatique pour sous-fréquence. À 16 h 11 min 10 s HAE, ces trois mêmes lignes sont tombées une deuxième fois à l'ouest de Niagara, et les réseaux de l'État de New York et de la plus grande partie de l'Ontario ont été sectionnés une dernière fois. Après ce sectionnement, la fréquence du réseau ontarien est tombée à 56 Hz à 16 h 11 min 57 s HAE. Tandis que l'Ontario continuait de fournir 2 500 MW d'électricité à l'enclave Michigan-Ohio, les jonctions restantes avec le Michigan décrochaient à 16 h 11 min 57 s HAE. La fréquence du réseau ontarien a alors chuté, provoquant une panne de grande étendue à 16 h 11 min 58 s HAE et la perte de 22 500 MW de charge en Ontario, privant de courant les villes de Toronto, Hamilton et Ottawa.

Délestage de charge pour sous-fréquence

Dans un réseau électrique, la charge et la production d'énergie doivent toujours s'équilibrer. Si le réseau perd d'un coup une grande partie de sa capacité de production, il devra abaisser sa charge en conséquence. Si cette réduction de charge n'est pas gérée avec soin, le déséquilibre peut provoquer un affaissement de tension et de vastes pannes. Par contre, si le délestage est assez rapide et substantiel, la tension ne tardera pas à retrouver sa valeur normale de 60 Hz.

Après les pannes des années 60, les services d'utilité publique ont prévu des mécanismes de délestage automatique pour sous-fréquence dans leurs réseaux de distribution. Les dispositifs en question sont conçus pour débrancher automatiquement une partie de la clientèle si la fréquence devient trop basse (étant donné qu'une basse fréquence indique un déficit de la production par rapport à la charge), le délestage s'amorçant généralement lorsque la fréquence descend à 59,2 Hz. D'autres charges sont progressivement abandonnées si la fréquence continue de baisser. Le dernier palier de délestage est fixé à un niveau de fréquence qui se situe juste au-dessus du point de réglage (57,5 Hz) des relais de protection des génératrices, qui interviennent en cas de baisse excessive de la fréquence pour préserver les équipements.

Les modalités de délestage varient d'un service d'utilité publique à l'autre. Au sein du NPCC, après la panne du Nord-Est de 1965, la région a adopté des critères de délestage automatique pour éviter une répétition de la panne en cascade et mieux protéger les équipements des dommages attribuables à un effondrement brusque du réseau.

7D 16 h 11 min 22 s HAE : le sud-ouest du Connecticut se détache de la ville de New York

Dans le sud-ouest du Connecticut, après le sectionnement de la ligne Long Mountain-Plum Tree (reliée à la sous-station de Pleasant Valley dans l'État de New York) à 16 h 11 min 22 s HAE, un bloc d'environ 500 MW du sud-ouest du Connecticut n'a plus été alimenté que par la liaison sous-marine de 138 kV vers Long Island. Environ deux secondes plus tard, les deux circuits de 345 kV reliant le sud-est de l'État de New York à Long Island ont tombé, isolant par le fait même Long Island et le sud-ouest du Connecticut, qui restaient pourtant reliés par le câble sous-marin 1385 de 138 kV entre Norwalk Harbor et Northport. Cette dernière liaison a été mise hors circuit environ 20 secondes plus tard, entraînant le sud-ouest du Connecticut dans la panne.

Dans la partie ouest de l'enclave de New York, le réseau à 345 kV est demeuré intact depuis Niagara jusqu'à la région d'Utica à l'est, et entre le fleuve Saint-Laurent/Plattsburgh jusqu'à la région d'Utica au sud, grâce aux jonctions à 765 kV et à 230 kV. Les centrales ontariennes de Beck et de Saunders sont restées connectées à l'État de New York au niveau de Niagara et du Saint-Laurent, respectivement, cette enclave se stabilisant avec environ 50 % de la charge présente en début de la panne. La frontière de cette enclave s'est déplacée vers le sud-ouest en raison d'une nouvelle rupture de la ligne à 345 kV entre Fraser et Coopers Corners à 16 h 11 min 23 s HAE.

En raison de ces fréquentes variations de fréquence et de tension, plusieurs génératrices de grande puissance dans l'État de New York et en Ontario se sont déconnectées. L'est de l'enclave de New York, y compris les zones densément peuplées du sud-est, la ville de New York et Long Island, ont connu une baisse importante de la fréquence et de la tension d'alimentation. À 16 h 11 min 29 s HAE, les circuits à 345 kV entre New Scotland et Leeds sont tombés, divisant l'enclave en deux sections nord et sud. Une petite zone dans la partie nord de l'est de l'enclave (la région d'Albany) est restée approvisionnée par des génératrices locales, jusqu'à ce qu'elle parvienne à synchroniser sa charge avec l'ouest de l'enclave de New York.

7E 16 h 11 min 57 s HAE : les lignes de transport encore actives entre l'Ontario et l'est du Michigan tombent à leur tour

Avant la panne, la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York, l'Ontario, l'est du Michigan et le nord de l'Ohio étaient des importateurs nets de puissance, selon un programme d'échange planifié. Lorsque les lignes est et sud desservant Cleveland, Toledo et Détroit sont tombées, la charge est restée pour une bonne part à l'intérieur des réseaux, mais ceux-ci avaient perdu une partie de leur capacité de production. Il s'ensuivit une aggravation du déséquilibre de la production-demande dans des zones qui importaient déjà de l'énergie. La puissance pour combler ce vide ne pouvait venir que de la seule voie encore ouverte, qui passait par l'Ontario (IMO). Une fois que la plus grande partie du réseau d'IMO eut été coupée de l'État de New York et des sources d'énergie au nord et à l'est, et qu'une bonne partie de la charge et de la capacité de production de l'Ontario eurent été perdues, il n'a fallu que quelques secondes pour que les voies de transport vers l'ouest entre l'Ontario et le Michigan tombent à leur tour.

Lorsque la cascade de pannes fut achevée à 16 h 12 min HAE, une bonne partie de la zone perturbée était complètement privée de courant, mais il restait des poches isolées qui conservaient le service parce que la charge et la production avaient atteint un état d'équilibre. Les grandes centrales hydroélectriques ontariennes de Beck et Saunders, de même qu'une partie

de la charge de l'Ontario, les centrales hydroélectriques de la New York Power Authority (NYPA) sur le Saint-Laurent et les chutes Niagara, de même que les interconnexions de la NYPA à 765 kV de courant alternatif avec le Québec, sont restées raccordées au réseau de l'ouest de l'État de New York, répondant à la demande de la partie nord du même État.

Formation d'enclaves électriques

Une fois que la région nord-est fut isolée, elle a connu un déficit croissant de production dans la mesure où de plus en plus de centrales électriques quittaient le réseau pour se protéger des perturbations croissantes. Les fortes oscillations de fréquence et de tension dans la région ont provoqué la rupture de nombreuses liaisons, de sorte que la zone isolée s'est fragmentée en enclaves plus petites. Le déséquilibre entre la charge et la production d'énergie a aussi décalé les tensions et les fréquences à l'intérieur de ces zones, provoquant d'autres pertes de production et des délestages automatiques pour sous-fréquence, de sorte que la plupart de ces zones se sont finalement trouvées sans courant.

La figure 5.14 montre la courbe des fréquences compilées par la société I-Grid (qui se spécialise dans l'analyse de la qualité de l'énergie électrique fournie aux clients industriels) pour la région sinistrée. Les courbes des fréquences dans les États touchés par la panne pendant la minute cruciale de la fragmentation du réseau révèlent l'existence d'au moins cinq enclaves électriques distinctes dans le Nord-Est, pendant la progression de la cascade de la panne. Les deux tracés de diamants rouges sur l'échelle des fréquences représentent l'enclave de la région d'Albany (courbe supérieure) et celle de la ville de New York, qui a chuté beaucoup plus tôt, jusqu'à la panne complète.

Figure 5.14 Enclaves électriques

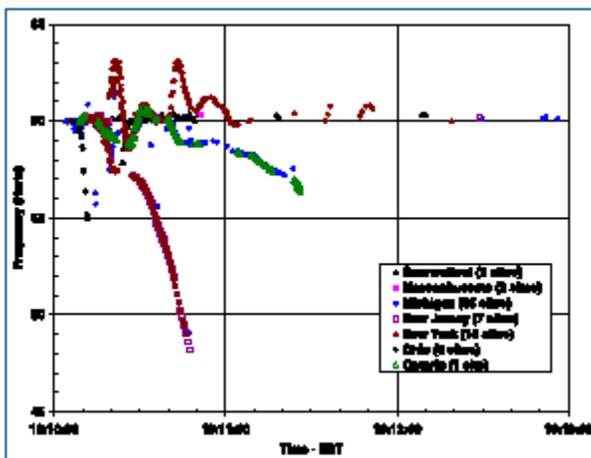
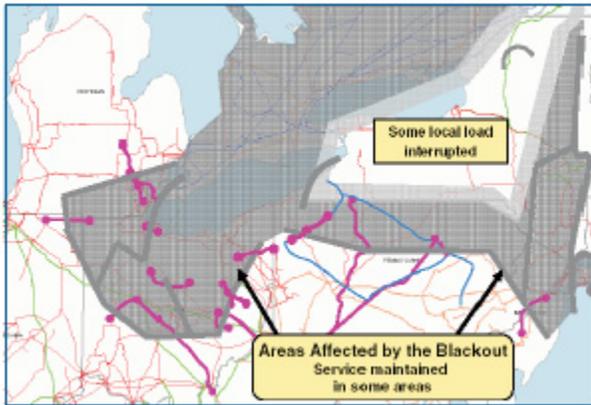


Figure 5.15 La zone des perturbations



Pourquoi la panne s'est-elle arrêtée à l'endroit où elle s'est arrêtée ?

Des conditions extrêmes de fonctionnement de systèmes peuvent endommager l'équipement de diverses façons, il peut s'agir, par exemple, de conducteurs d'aluminium qui fondent (courants excessifs) ou du bris d'ailettes de turbines sur une génératrice (excursions de fréquences). Le réseau électrique est conçu de façon à assurer que si des conditions pouvant mettre en péril le fonctionnement sécuritaire des lignes de transport, des transformateurs ou des centrales électriques surviennent (p. ex. des tensions excessives ou inadéquates, impédance ou fréquence apparente), l'équipement ainsi menacé se met automatiquement hors circuit pour se protéger contre tout dommage physique. Les relais sont les dispositifs qui assurent cette protection.

Les génératrices sont généralement les éléments les plus dispendieux d'un réseau de transport d'électricité, c'est pourquoi les plans de protection des réseaux sont conçus pour débrancher une centrale électrique du réseau de transport comme mesure de protection automatique si des conditions du réseau deviennent inacceptables. Ainsi, lorsque des oscillations de puissance instables surviennent entre un groupe de génératrices en train de perdre la synchronisation (fréquence d'adaptation) avec le reste du réseau, la seule façon de mettre fin aux oscillations est d'arrêter complètement la circulation électrique en séparant toutes les interconnexions ou jonctions entre les génératrices instables et le reste du réseau. La façon la plus courante de protéger les génératrices contre des oscillations de puissance est que le réseau de transport détecte les oscillations et se mette hors circuit aux endroits où les oscillations sont détectées – idéalement avant que l'oscillation atteigne et endommage la génératrice.

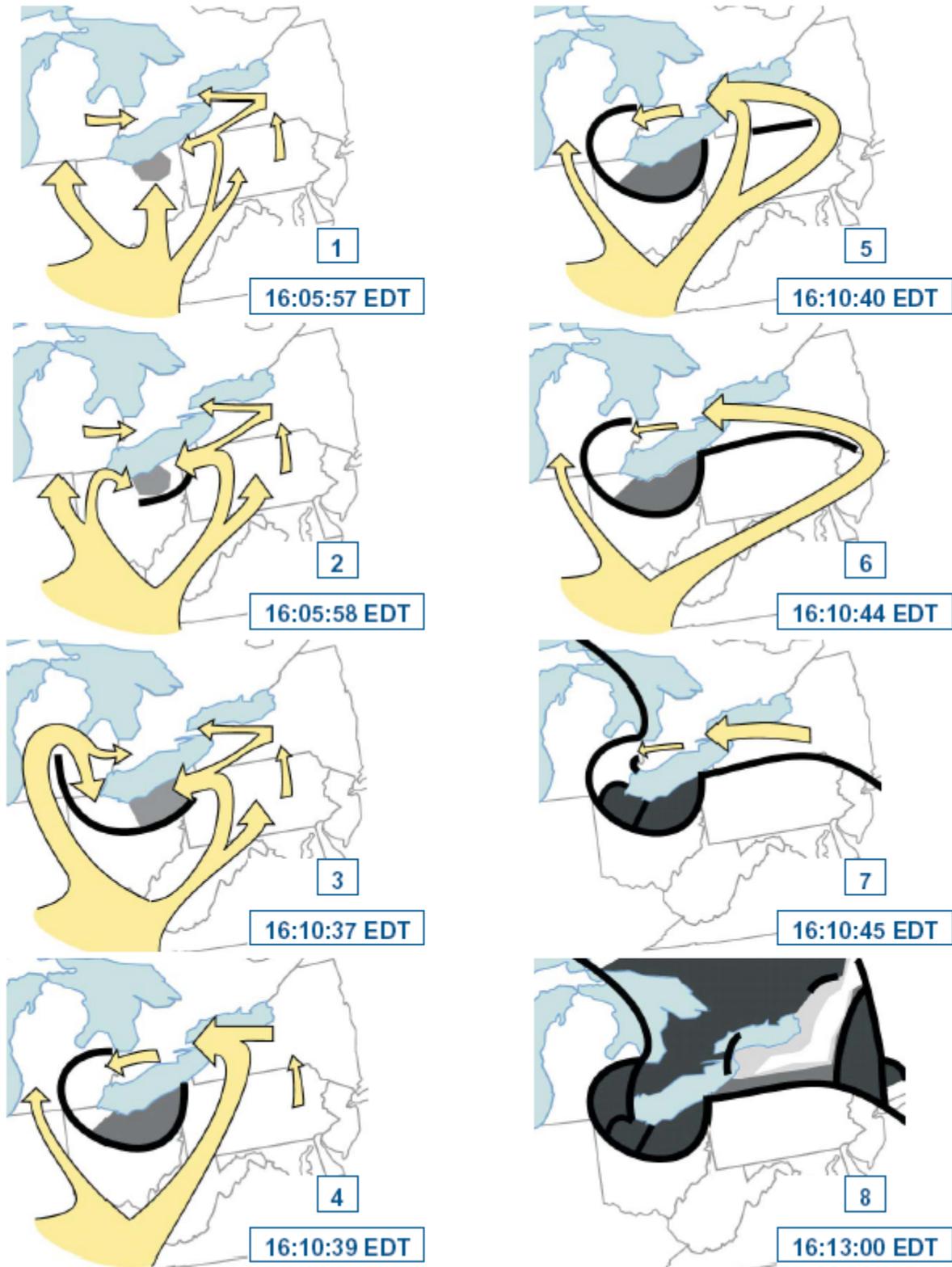
Le 14 août, la cascade de pannes devint une course entre l'écoulement normal du courant et le déclenchement des relais. Il s'agissait de voir la rapidité avec laquelle les relais d'impédance des lignes de transport pouvaient détecter les oscillations de puissance et se mettre hors circuit. Les lignes qui se sont mises hors circuit les premières étaient généralement les plus longues parce que le réglage des relais nécessaires à la protection de ces lignes utilisent un point de déclenchement d'impédance apparente plus long, par comparaison à la zone de déclenchement d'impédance apparente plus courte qui est réglée pour les lignes moins longues et les lignes en réseau. Le 14 août, les relais sur les longues lignes de transport de 345 kV comme celles entre Homer City et Watercure et entre Homer City et Stolle en Pennsylvanie, qui ne sont pas très intégrées au réseau de transport électrique, se sont déclenchés rapidement et ont séparé du réseau

les sections qui tombaient en panne et celles qui se remettaient en marche sans propager plus loin la cascade de pannes. On a noté ce même phénomène lors des pannes survenues dans le Pacific Northwest en 1996, alors que les longues lignes de transport se sont mises hors circuit avant les lignes faisant partie de réseaux plus limités.

La tension des lignes de transport divisée par son courant donne « l'impédance apparente ». Les relais de protection des lignes de transport standard mesurent continuellement l'impédance apparente. Lorsque l'impédance apparente tombe dans les limites fixées pour les relais de protection pendant une certaine période de temps, le relais met la ligne hors circuit. La vaste majorité des opérations de mise hors circuit survenues sur les lignes longeant les frontières des régions en panne entre PJM et New York (par exemple) montre qu'il s'agit de relais à action rapide, ce qui indique que des crêtes de puissance massives ont entraîné la mise hors circuit de chaque ligne. Pour les relais, cette saute de puissance massive modifiait suffisamment les tensions et les courants pour qu'ils apparaissent comme des défauts. Cette crête de puissance était causée par le courant électrique allant vers les régions où la production d'électricité était insuffisante. Cette circulation d'énergie électrique se produisait simplement en raison des lois de la physique régissant le courant électrique, peu importe que la circulation du courant électrique ait été prévue ou non. L'électricité va des endroits disposant de surplus d'énergie électrique vers les régions où il en manque.

Les niveaux de tension relative dans le nord-est ont perturbé certaines régions en panne et certaines régions qui demeuraient en service. Dans le Midwest, comme les réserves de puissance réactive étaient plutôt basses, à mesure que les niveaux de tension diminuaient plusieurs génératrices dans les régions touchées fonctionnaient déjà à la puissance réactive maximum avant la panne. Cette situation laissait peu de marge de manœuvre pour faire face aux conditions de basse tension en poussant encore plus de génératrices vers des niveaux de puissance réactive de sortie plus élevés, si bien qu'il restait peu de place pour absorber des « crêtes » de tension ou de fréquence. Par contraste, dans le nord-est – particulièrement PJM, New York et ISO-Nouvelle-Angleterre – les exploitants prévoyaient une forte demande d'énergie en fin d'après-midi le 14 août et ils avaient donc organisé leur réseau de façon à maintenir des niveaux de tension plus élevés et, par conséquent, ils disposaient d'une réserve plus grande de puissance réactive en prévision des besoins de fin d'après-midi de cette journée-là. Ainsi, lorsque les oscillations de tension et de fréquence commencèrent, ces régions disposaient déjà d'une puissance réactive capable de protéger leurs régions contre un affaissement de tension sans entraîner une cascade de mises hors circuit.

Figure 5.16. Cascade Sequence



Legend: Yellow arrows represent the overall pattern of electricity flows. Black lines represent approximate points of separation between areas within the Eastern Interconnect. Gray shading represents areas affected by the blackout.

Affaissement de tension

Même si la panne du 14 août a été attribuée à un affaissement de tension, il ne s'agissait pas d'un affaissement de tension au sens où on utilise normalement cette expression.

Normalement, un affaissement de tension se produit lorsque des réseaux électriques lourdement chargés tombent en panne (réduisant ainsi le nombre de lignes disponibles pour répondre aux besoins d'électricité), ou lorsqu'il y a une pénurie de puissance réactive. L'affaissement se produit donc lorsque les demandes de puissance réactive ne peuvent plus être satisfaites par la production et le transport de la puissance réactive. Un affaissement de tension classique survient lorsqu'un réseau électrique subit une perturbation entraînant une diminution progressive et incontrôlable de la tension. La chute de tension réduit encore la puissance réactive des condensateurs et du chargement des lignes et entraîne encore plus de réductions de tension. Si l'affaissement se poursuit, ces réductions de tension causent d'autres mises hors circuit d'éléments du réseau ce qui entraîne d'autres réductions de tension et la perte de la charge. La tension peut se stabiliser à un certain point mais à un niveau très réduit. Bref, le réseau commence à tomber en panne à cause de la puissance réactive inadéquate plutôt qu'à cause d'installations surchargées.

Le 14 août, le réseau électrique du nord de l'Ohio n'a pas éprouvé un tel affaissement parce que la basse tension ne fut jamais la cause première de la mise hors circuit de lignes et de génératrices. Même si la tension a joué un rôle dans certains des incidents qui ont mené à la cascade ultime de pannes dans le réseau de l'Ohio et au-delà de cet état, la véritable cause ne fut pas le cas classique d'une panne causée par l'affaissement de la tension à cause de la puissance réactive. En fait, même si les besoins de puissance réactive étaient élevés, les niveaux de tension se situaient dans des limites acceptables avant que les mises hors circuit d'éléments individuels du réseau de transport commencent, et une pénurie de puissance réactive n'a pas déclenché la panne. Les niveaux de tension commencèrent à se dégrader, mais ne se sont pas effondrés. Les premières lignes de transport d'énergie ont été perdues à cause de contacts avec des arbres entraînant des mises à la terre accidentelles. Comme il y avait moins de lignes en état de marche, le courant circulant sur les lignes encore en fonction a augmenté et la tension a diminué (on sait que le courant augmente de façon inversement proportionnelle à la diminution de la tension pour une quantité donnée de puissance). Dans le nord de l'Ohio, des lignes se sont rapidement et automatiquement mises hors circuit pour se protéger des surcharges, plutôt qu'en raison de puissance réactive insuffisante. La cascade de pannes se répandit au-delà de l'Ohio, non pas à cause de pénurie de puissance réactive, mais plutôt à cause des oscillations de puissance dynamiques et de l'instabilité du réseau qui s'ensuivit.

Le 14 août, l'affaissement de tension qui est survenu dans certaines régions constituait le résultat et non la cause de la cascade de pannes. Une dégradation significative de la tension a commencé après que le réseau de transport électrique se soit retrouvé dans une situation impondérable de niveau N-3 ou N-4. Le schéma des fréquences de la cascade montre des régions produisant trop d'électricité et d'autres où il y avait trop de charges pendant que le réseau essayait d'établir un équilibre entre la production et la charge. À mesure que les lignes de transport tombaient en panne et que les charges se débranchaient, certaines parties du réseau de transport produisaient trop d'électricité et entraînaient la mise hors circuit de certaines centrales qui se protégeaient ainsi des fréquences trop élevées. La fréquence tombait et d'autres charges se débranchaient pour se protéger des baisses de fréquences, tandis que d'autres génératrices prenaient de la vitesse et

que certaines se mettaient hors circuit, et ainsi de suite. Pendant un certain temps tout allait en dents de scie dans le nord-est, alors que dans certaines régions isolées il s'était établi un équilibre entre la production d'énergie et la charge. Pendant ce temps, de grandes régions étaient tombées en panne avant qu'un équilibre ait été atteint.

Pourquoi les génératrices se mirent-elles hors circuit ?

Au moins 263 centrales électriques comptant plus de 531 génératrices individuelles tombèrent en panne le 14 août. Ces centrales américaines et canadiennes peuvent être réparties comme suit :

Par zone de coordination de la fiabilité :

- Hydro Québec 5 centrales
- Ontario 92 centrales
- ISO-Nouvelle-Angleterre 31 centrales
- MISO 30 centrales
- New York ISO 67 centrales
- PJM 38 centrales

Par type :

- Centrales thermiques conventionnelles 67 centrales (39 au charbon)
- Turbines à gaz 66 centrales (36 combinées)
- Centrales nucléaires 10 centrales (7 américaines et 3 canadiennes, Total : 19 génératrices)
- Hydro 101
- Autres centrales 19

Les génératrices qui se sont séparées du réseau peuvent être regroupées en trois grandes catégories de causes :

- (1) à cause de pannes du système d'excitation durant des conditions de tension extrêmement basse sur des sections du réseau de transport;
- (2) à cause des réactions des systèmes de commande des centrales lors de l'apparition de défauts majeurs dans des centrales thermiques ou mécaniques; ou
- (3) à cause de mises hors circuit découlant de la déconnexion ou de l'affaissement total du réseau.

Trois types de mises hors circuit sont abordés ci-dessous.

Pannes d'excitation - La mise hors circuit de la génératrice 5 d'Eastlake à 13 h 31 est causée par une panne du système d'excitation – lorsque la baisse de tension se produisit au bus de la génératrice, cette dernière tenta d'augmenter rapidement sa production de tension sur la bobine (excitation) et cela a fait que le mécanisme de protection du système d'excitation de la génératrice s'est déclenché pour mettre hors circuit la centrale afin d'éviter que ses enroulements et bobines surchauffent. Plusieurs des autres génératrices qui se mirent hors circuit au début de la cascade de pannes le firent dans des circonstances similaires parce que des systèmes d'excitation étaient soumis à un effort excessif pour maintenir les tensions à niveau suffisamment élevé.

Une fois la cascade de pannes déclenchée, d'énormes oscillations de puissance dans le réseau de transport perturbé et des excursions de la fréquence du système englobèrent toutes les

génératrices se trouvant sur leur chemin à travers une séquence de perturbations importantes qui provoquèrent la mise hors circuit de plusieurs génératrices. Les commandes des centrales avaient provoqué rapidement la mise hors circuit de plusieurs régulateurs, leurs remises en service, puis de nouveau leurs mises hors circuit à mesure que des changements de fréquences pouvant aller jusqu'à 3 Hz (soit environ 100 fois la normale) se produisaient. La Figure __ montre un schéma de fréquence et de sortie MW d'une grande génératrice qui a presque échappé à la panne, mais qui tomba finalement hors circuit lorsque les limites de la centrale hydraulique finirent par être dépassées. Une fois que le système de commande de la centrale demanda sa fermeture, les vannes de régulation des turbines se fermèrent et la sortie électrique de la génératrice descendit à une valeur pré-établie avant que l'excitation de champ se déclenche et que les disjoncteurs de la génératrice s'ouvrent pour la déconnecter du réseau de transport.

Figure 5.17 Evénements à une génératrice grande durant la cascade de pannes

Unit accelerates during frequency increase = La génératrice accélère durant l'augmentation de la fréquence

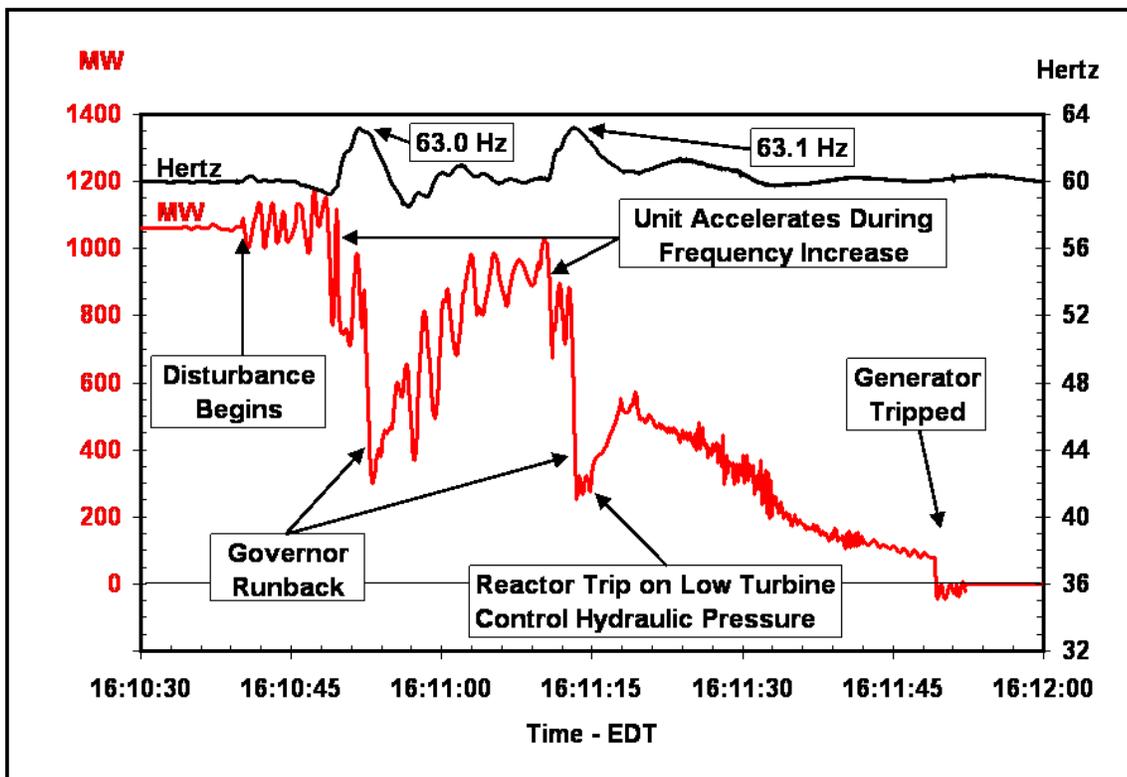
Disturbance begins = Début de la perturbation

Generator tripped = Arrêt de la génératrice

Governor runback = Reprise du régulateur

Reactor trip on low turbine control hydraulic pressure = Arrêt du réacteur par la basse pression dans le système hydraulique de contrôle des turbines

Time EDT = Heure = HAE



Systèmes de commande des centrales – La deuxième raison des mises hors circuit des centrales électriques est attribuable à l'action ou aux défaillances des systèmes de commande des centrales. Une des causes la plus commune de cette catégorie était la perte d'une tension suffisante pour répondre aux besoins de la centrale même. Certaines centrales disposent de leur propre système de refroidissement interne et sont alimentées par la génératrice ou par de petites

génératrices auxiliaires, alors que d'autres centrales s'alimentent directement sur le réseau principal. Lorsque de grandes oscillations de puissance ou que des chutes de tension se produisent dans la catégorie de centrales ci-dessus, ces dernières se mettent hors circuit parce que le réseau ne pouvait répondre d'une manière fiable aux besoins d'énergie de la centrale.

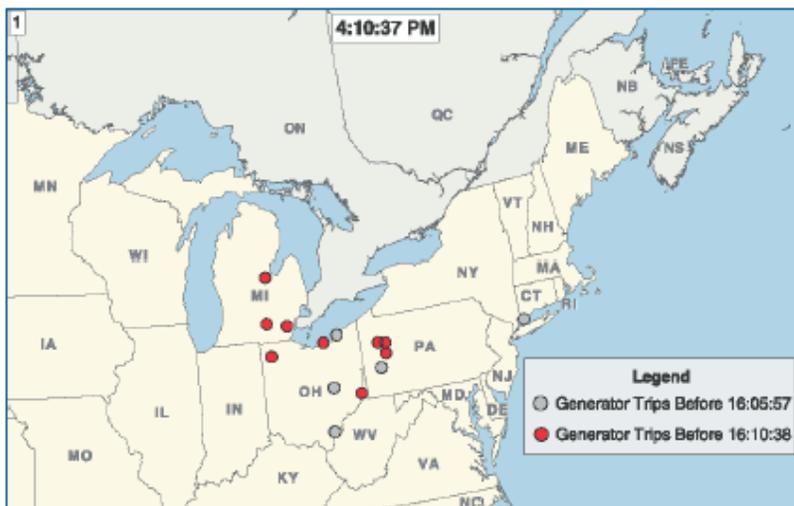
Mises hors circuit indirectes – La majorité des mises hors circuit des génératrices appartiennent à la troisième catégorie, soit celle des mises hors circuit indirectes – elles se produisent en réponse à certaines conditions extérieures sur le réseau et non pas à cause de certains problèmes particuliers à l'intérieur de la centrale. Certaines génératrices se coupèrent entièrement de toutes les charges parce que le principe de fonctionnement fondamental du réseau électrique repose sur le fait que la charge et la production d'énergie électrique doivent s'équilibrer. Ainsi, s'il n'y a pas de charge à desservir, la centrale électrique arrête conformément aux mesures de protection contre les vitesses excessives et les surtensions. D'autres centrales furent complètement dépassées parce qu'elles faisaient partie des quelques centrales complètement isolées des autres qui furent soudainement sollicitées pour répondre à d'énormes demandes des consommateurs. Cela a eu pour effet de causer un déséquilibre et de les mettre hors circuit en vertu des mesures de protection prévues contre les situations de sous-fréquence ou de sous-tension. Quelques-unes furent arrêtées par des dispositifs spéciaux de protection du réseau actionnés par des fréquences excessives ou au moment de la perte d'éléments de transport importants nécessitant une grosse production d'énergie.

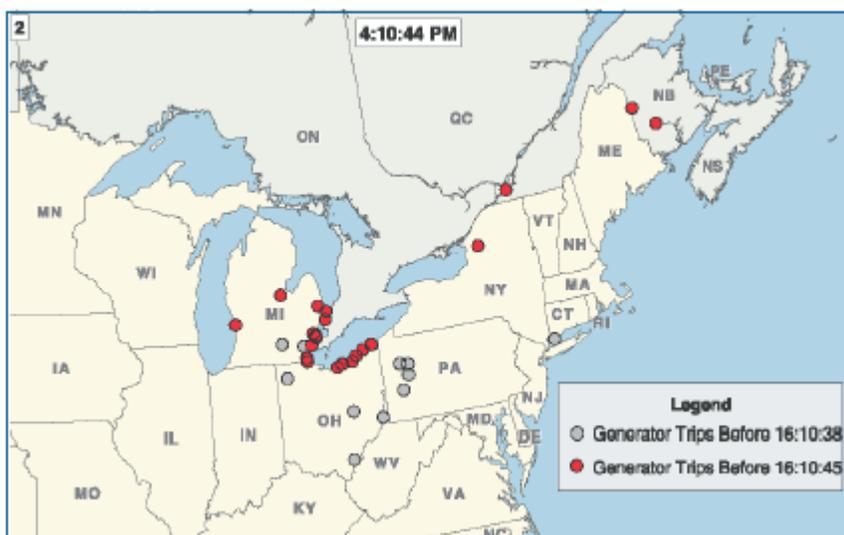
Les cartes de la Figure 5.18 montrent la séquence des centrales électriques perdues en trois blocs de temps durant la cascade de pannes.

L'équipe d'enquêtes est encore en train d'analyser l'effet de la cascade sur les génératrices touchées afin d'en apprendre plus sur la façon de protéger les installations de production et de transport et d'accélérer le rétablissement du réseau dans l'avenir.

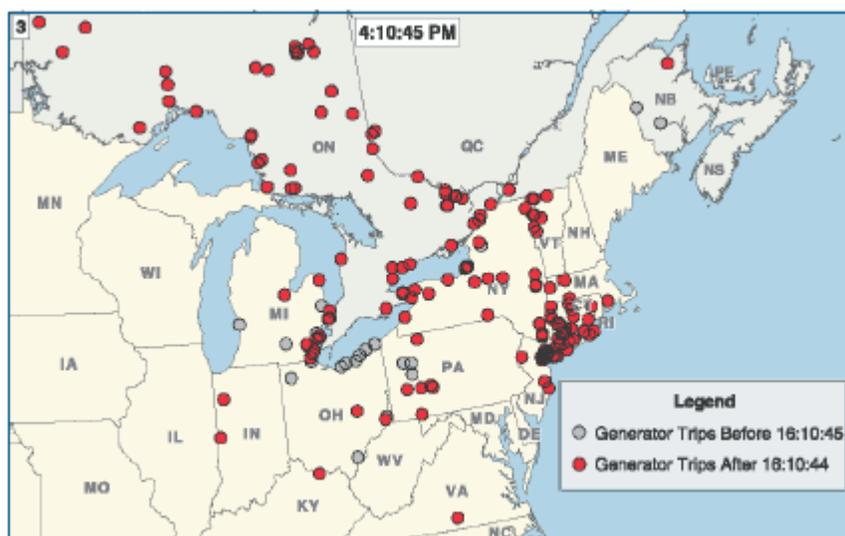
Figure 5.18 Des centrales électriques perdues durant la cascade de pannes

Gris = centrales qui se sont arrêtées avant Sammis-Star à 16 h 5 min 57 s H.A.E.
Rouge = centrales qui se sont arrêtées entre 16 h 5 min 57 s et 16 h 10 min xx s





Gris = centrales qui se sont arrêtées avant 16 h xx min
 Rouge = centrales qui se sont arrêtées entre 16 h xx min et 16 h yy min



Gris = centrales qui se sont arrêtées avant 16 h yy min
 Rouge = centrales qui se sont arrêtées après 16 h yy min

ⁱ Les quelques minutes qui ont suivi la séparation du réseau de la Nouvelle-Angleterre de l'Interconnexion de l'Est ont été cruciales dans la stabilisation du réseau EIR de

la Nouvelle-Angleterre. Les tensions dans la Nouvelle-Angleterre sont remontées et ont même atteint un pic en raison de la combinaison de plusieurs facteurs : perte de charge, action des condensateurs toujours en service, réduction des pertes de puissance réactive sur le réseau de transport et baisse de la production pour régulariser la tension de réseau. Les relais de protection contre les surtensions sont entrés en action pour faire tomber les condensateurs de transport et de distribution. Les exploitants de réseau de la Nouvelle-Angleterre ont remis toutes les génératrices à démarrage rapide en marche et en ligne dès 16 h 16 min HAE. Une bonne partie de la charge de fonctionnement des clients a été automatiquement rétablie, ce qui a entraîné une nouvelle baisse des tensions, certaines parties de la Nouvelle-Angleterre se voyant alors menacées d'un affaissement général de la tension de réseau. Les exploitants ont alors procédé à un délestage manuel de 80 MW de charge dans le sud-ouest du Connecticut à 16 h 39 min HAE, puis d'un d'autre bloc de 320 MW au Connecticut et de 100 MW dans l'ouest du Massachusetts à 16 h 40 min HAE. Ces mesures ont contribué à stabiliser leurs enclaves lorsqu'ils se sont séparés du reste de l'Interconnexion de l'Est.

6. Comparaison entre la panne du 14 août et d'autres pannes majeures qui ont eu lieu en Amérique du Nord

Caractéristiques et fréquence des pannes de courant

Des pannes de courant locales de courte durée se produisent assez fréquemment dans les réseaux électriques. Les pannes de courant générales touchant un grand nombre de clients répartis sur une vaste région géographique sont rares, mais elles se produisent plus souvent qu'une distribution normale des probabilités le laisserait prévoir. La figure 6,1 ci-dessous représente les pannes de courant qui se sont produites en Amérique du Nord entre 1984 et 1997 en fonction de leur fréquence et du nombre de clients touchés (données adaptées de John Doyle, California Institute of Technology, *Complexity and Robustness*, 1999). Bien que certaines de ces pannes générales étaient causées par le mauvais temps, d'autres constituaient des pannes en cascade qui, rétrospectivement, auraient pu être évitées. Suffisamment robustes pour supporter un ou deux incidents, les réseaux électriques deviennent fragiles lorsque de multiples incidents se produisent à moins que des réglages des réseaux soient effectués entre les différents incidents. Compte tenu de l'amenuisement du système de transport actuel, il est probable que le réseau sera plus vulnérable aux pannes en cascade que par le passé à moins que des contre-mesures efficaces soient prises.

Figure 6.1 Pannes en Amérique du Nord entre 1984 et 1997

Frequency of Severe Outages : Fréquence selon la gravité

10 per year : 10 par année

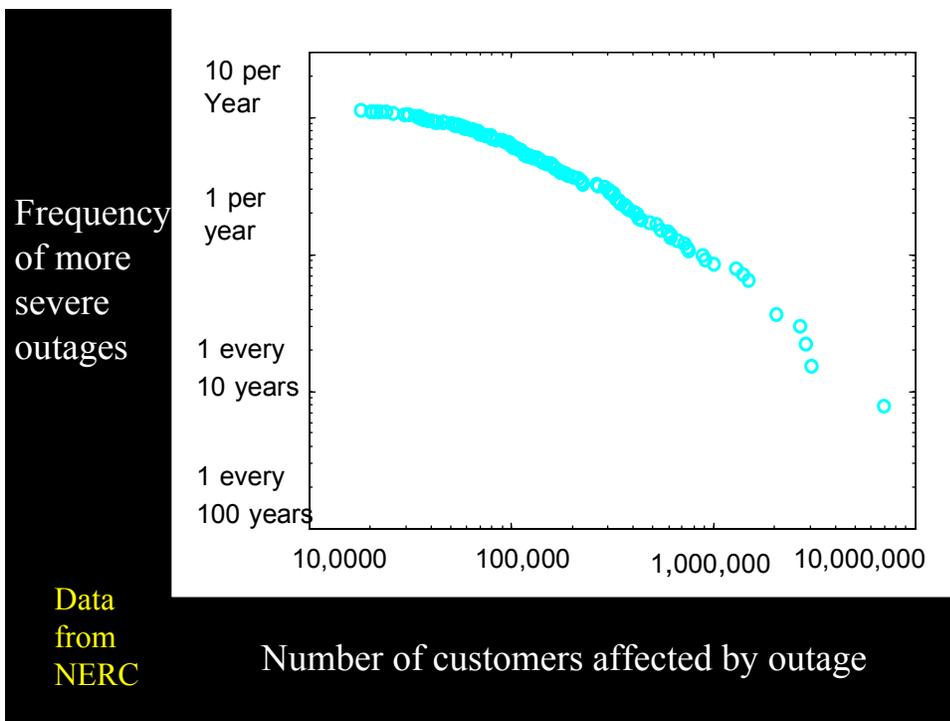
1 per year : 1 par année

1 every 10 years : 1 par 10 années

1 every 100 years : 1 par 100 années

Data from NERC : Données provenant du NERC

Number of Customers Affected by Outage : Nombre de clients touchés par la panne



Remarque : Les bulles représentent les pannes qui se sont produites en Amérique du Nord entre 1984 et 1997.

Source : Adapté de John Doyle, California Institute of Technology, « Complexity and Robustness », 1999. Données du NERC.

Devant l'absence de grands projets de transport d'électricité en Amérique du Nord au cours des dix à quinze dernières années, les services d'électricité ont trouvé des façons d'augmenter l'utilisation de leurs installations pour satisfaire la demande croissante mais sans ajouter de groupes condensateurs haute tension importants. Sans intervention, il est probable que cette tendance se maintiendra. L'utilisation de plus en plus grande des réseaux créera des pressions de plus en plus fortes sur leur fiabilité. Certains défis particuliers pourront être relevés grâce à des mesures spéciales de protection, mais le réseau demeurera toutefois moins apte à résister à des imprévus.

Une marge de transport utilisable plus faible rend plus difficile qu'avant le maintien de la fiabilité des réseaux. Le réseau est maintenu plus près de la limite de la fiabilité qu'il y a quelques années à peine. Le tableau 6.1 représente quelques-unes des conditions qui ont changé et qui compliquent le maintien de la fiabilité.

Tableau 6.1 Conditions nouvelles qui influent sur le maintien de la fiabilité

CONDITIONS ANTÉRIEURES	CONDITIONS NOUVELLES
<ul style="list-style-type: none"> • Ressources relativement grandes en moins grand nombre 	<ul style="list-style-type: none"> • Ressources de petite taille en plus grand nombre
<ul style="list-style-type: none"> • Contrats de puissance garantie à long terme 	<ul style="list-style-type: none"> • Contrats de durée plus courte • Plus de transactions de puissance non garantie, moins de transactions de puissance garantie à long terme
<ul style="list-style-type: none"> • Mouvements d'électricité en bloc relativement stables et prévisibles 	<ul style="list-style-type: none"> • Mouvements d'électricité en bloc relativement variables et moins prévisibles
<ul style="list-style-type: none"> • L'évaluation de la fiabilité du réseau repose sur cette base stable : gamme plus étroite et plus prévisible d'états de fonctionnement potentiels. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'évaluation de la fiabilité du réseau repose sur cette base variable : gamme plus large et moins prévisible d'états de fonctionnement potentiels.
<ul style="list-style-type: none"> • Groupe limité de services d'électricité bien informés 	<ul style="list-style-type: none"> • Avec l'ouverture au marché de détail, deux choses : accroissement du nombre de services d'électricité et de transactions ; certains services ont moins d'expérience dans l'exploitation de réseaux interconnectés.
<ul style="list-style-type: none"> • Capacité de transport inutilisée et marges de sûreté élevées 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation élevée de la capacité de transport et exploitation avoisinant les limites de sûreté.
<ul style="list-style-type: none"> • Concurrence limitée – faible motivation pour réduire les investissements liés à la fiabilité 	<ul style="list-style-type: none"> • Services d'électricité peu enclins à faire des investissements liés à la fiabilité du transport car souvent ils ne se traduisent pas en revenus accrus.
<ul style="list-style-type: none"> • Les règles relatives au marché et à la fiabilité sont élaborées ensemble. 	<ul style="list-style-type: none"> • Les règles du marché sont en transition. Les règles touchant la fiabilité sont élaborées séparément.
<ul style="list-style-type: none"> • Transit limité 	<ul style="list-style-type: none"> • Débit accru dans le système

Dans l'état actuel des choses, on peut s'attendre à une fréquence accrue de pannes de grande ampleur par rapport aux données antérieures. La plus récente panne - et la plus grave - de la figure 6.1 est celle du 10 août 1996. La panne du 14 août 2003 a été encore plus considérable que cette dernière. En outre, au cours du mois de septembre 2003, deux pannes importantes se sont produites à l'étranger : la première en Angleterre et la seconde en Suisse qui s'est ensuite répandue en cascade sur une bonne partie de l'Italie.

Les pannes suivantes ont été analysées et comparées avec celle du 14 août 2003 :

1. 9 novembre 1965 – Nord-Est
2. 13 juillet 1977 – Ville de New York
3. 22 décembre 1982 – Côte Ouest

4. 2 et 3 juillet 1996 – Côte Ouest
5. 10 août 1996 – Côte Ouest
6. 25 juin 1998 – Ontario et partie nord et centre des États-Unis
7. Été 1999 – Interruptions de service et perturbations sans interruption de service dans le nord-est des États-Unis

Description et principaux facteurs déterminants de chacune des pannes

9 novembre 1965 – Nord-Est

Cette panne a causé la perte d'une charge supérieure à 20 000 MW et a touché trente millions de personnes. Presque tout le territoire des états de New York, du Connecticut, du Massachusetts, du Rhode Island, des petits secteurs du nord de la Pennsylvanie et du nord-est du New Jersey, ainsi que des secteurs importants de l'Ontario, ont été touchés. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à treize heures. Cette panne a justifié la création du North American Electric Reliability Council en 1968.

Un relais de protection de secours s'est déclenché pour ouvrir une des cinq lignes à 230 kV servant au transport de l'électricité d'une centrale électrique en Ontario vers la région de Toronto. Lorsque le transit de puissance s'est instantanément redistribué sur les quatre lignes restantes, ces dernières se sont mises hors circuit les unes après les autres en 2½ secondes. Les perturbations de courant qui en ont résulté ont causé une panne en cascade qui s'est répandue sur la majeure partie du nord-est.

Les principaux facteurs déterminants de cette panne sont les suivants :

- Le déclenchement d'un relais de protection de secours a mis hors circuit une ligne à 230 kV à un moment où la charge de la ligne dépassait le réglage du relais fixé à 375 MW.
- Le personnel d'exploitation ne connaissait pas la valeur de réglage de ce relais de protection.
- Une autre ligne à 230 kV s'est ouverte sous l'action d'un relais de surintensité et plusieurs lignes à 115 et à 230 kV se sont ouvertes sous l'effet du relais de protection.
- Deux lignes principales à 345 kV, orientées est-ouest (Rochester-Syracuse), ont été débranchées par suite de l'instabilité et plusieurs lignes à basse tension ont été mises hors circuit.
- Cinq des seize génératrices de la centrale St. Lawrence (Massena) ont automatiquement été mises hors circuit conformément aux méthodes d'exploitation préétablies.
- Après le déclenchement d'autres lignes, dix génératrices de la centrale Beck ont automatiquement cessé de fonctionner en raison de la basse pression d'huile du régulateur et cinq génératrices de pompage ont été déclenchées sous l'action du régulateur de survitesse.
- Plusieurs autres lignes ont été mises hors service par des relais détecteurs de fréquence insuffisante.

13 juillet 1977 – Ville de New York

Cette panne a causé la perte d'une charge de 6 000 MW et a touché neuf millions de personnes à New York. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à 26 heures. Une série d'événements ont provoqué la séparation du réseau de Consolidated Edison de ses réseaux voisins et son effondrement ultérieur. Frappées par la foudre, deux lignes à 345 kV sur un même pylône situé dans la partie nord de Westchester se sont débranchées. Dans l'heure qui a suivi, le réseau s'est séparé des réseaux voisins et s'est effondré en dépit des mesures prises par les répartiteurs de Consolidated Edison. Par suite de cette perte d'importation extérieure, la production dans la ville de New York ne suffisait plus pour assurer la consommation totale.

Voici d'autres facteurs déterminants qui ont joué dans cette panne :

- Deux lignes à 345 kV reliant Buchanan South à Millwood West ont subi un défaut de mise à la terre de leur conducteur de phase B après avoir été frappées par la foudre.
- Le fonctionnement des disjoncteurs ring bus de Buchanan South a isolé la génératrice n° 3 de la centrale Indian Point de toute charge, et cette dernière a cessé de fonctionner après le rejet d'une charge de 883 MW.
- La perte du ring bus a sectionné la ligne de jonction à 345 kV vers Ladentown, qui importait 427 MW, portant la perte de charge totale à 1 310 MW.
- 18½ minutes après le premier incident, un autre foudroiement a mis hors circuit deux lignes à 345 kV, qui relient Sprain Brook à Buchanan North, et Sprain Brook à Millwood West. Ces deux lignes à 345 kV utilisent des pylônes communs entre Millwood West et Sprain Brook. L'une de ces lignes (de Millwood West à Sprain Brook) s'est réenclenchée automatiquement et s'est remise à fonctionner en 2 secondes environ. La défaillance de la seconde ligne à se réenclencher a isolé la dernière interconnexion de Consolidated Edison vers le nord-ouest.
- La crête de courant provenant du nord-ouest qui s'en est ensuivie a causé la mise hors circuit de la ligne reliant Pleasant Valley à Millwood West par suite de l'action d'un relais (le contact tordu de l'un des relais à Millwood West est responsable de cette manoeuvre inappropriée).
- 23 minutes plus tard, la ligne à 345kV reliant Leeds à Pleasant Valley s'est affaissée sur un arbre en raison de la surcharge et a cessé de fonctionner.
- Dans la minute qui a suivi, le transformateur à 345/138 kV de Pleasant Valley a cessé de fonctionner en raison d'une surcharge, laissant trois interconnexions en état de marche dans le réseau de Consolidated Edison.
- Dans les trois minutes suivantes, l'opérateur du réseau de Long Island Lighting Co. avec l'accord du répartiteur de pool a ouvert manuellement la ligne de jonction Jamaica - Valley Stream.
- 7 minutes plus tard, le commutateur à prises de réglage du déphaseur de Goethals a fait défaut ce qui a entraîné la perte de la ligne de jonction Linden - Goethals vers le réseau PJM, qui transportait 1 150 MW vers Consolidated Edison.
- Les deux lignes de jonction extérieures restantes à 138 kV vers le réseau de Consolidated Edison ont cessé de fonctionner en raison de la surcharge, isolant de ce fait le réseau de Consolidated Edison.
- Une production insuffisante dans le réseau isolé a entraîné l'effondrement de l'enclave Consolidated Edison.

22 décembre 1982 – Côte Ouest

Cette panne a entraîné la perte d'une charge de 12 350 MW et a touché plus de cinq millions de personnes sur la Côte Ouest. La panne a commencé lorsque des vents forts ont mis hors service un pylône électrique supportant une ligne à 500 kV. Ce pylône est tombé sur une ligne parallèle à 500 kV ce qui a débranché les deux lignes. La mise hors circuit de ces lignes a entraîné en cascade la défaillance de trois autres pylônes sur chaque ligne. En tombant, les conducteurs des lignes sont entrés en contact avec deux lignes à 230 kV qui passent dans l'emprise des lignes à 500 kV, provoquant l'effondrement des lignes à 230 kV.

La mise hors circuit des lignes à 500 kV a déclenché l'application d'un plan de mesures correctives qui prévoit le sectionnement de l'interconnexion en deux enclaves précalculées et une coupure de la production dans le réseau Pacific Northwest de manière à minimiser le nombre de clients touchés par les pannes et à accélérer la reprise du service. Cependant, pour plusieurs raisons, des retards se sont produits dans l'application d'éléments du plan de mesures correctives, ce qui a eu pour effet de créer quatre enclaves dans l'interconnexion.

En plus de la défaillance mécanique des lignes de transport, l'analyse de cette panne a révélé des problèmes de coordination des plans de protection soit parce que les plans de mise hors circuit des génératrices et de sectionnement n'ont pas été exécutés comme prévu ou ont été appliqués trop lentement. Un composant d'une voie de communication a fonctionné de façon sporadique, ce qui a eu pour effet de retarder la transmission du signal de commande. Le plan de sectionnement de secours a également failli parce que les réglages des relais ne pouvaient supporter les transits de puissance de cette perturbation grave.

De plus, la quantité et le format des données dont disposaient les opérateurs ont rendu difficiles l'évaluation de l'ampleur de la panne et la détermination des correctifs à apporter. Les références temporelles des événements qui se sont produits pendant cette panne n'étaient pas liées à une norme commune, ce qui a rendu plus difficile encore l'évaluation en temps réel de cette situation.

2 et 3 juillet 1996 – Côte Ouest

Cette panne a causé la perte d'une charge de 11 850 MW et a touché deux millions de personnes dans l'ouest du continent nord-américain, plus précisément aux États-Unis (Arizona, Californie, Colorado, Idaho, Montana, Nebraska, Nevada, New Mexico, Oregon, Dakota du Sud, Texas, Utah, état de Washington et Wyoming) ; au Canada (Alberta, Colombie-Britannique) ; et au Mexique (Baja California Norte). Les interruptions de courant ont duré de quelques minutes à plusieurs heures.

La panne a commencé lorsqu'une ligne de transport à 345 kV en Idaho s'est affaissée sur un arbre et s'est mise hors circuit. Le relais de protection d'une ligne de transport parallèle a aussi détecté cette défaillance et a par erreur mis hors circuit une deuxième ligne. Le débranchement presque simultané de ces deux lignes a grandement réduit la capacité de ce réseau de transporter l'électricité de la centrale Jim Bridger voisine. D'autres relais ont mis hors circuit deux des quatre génératrices de cette centrale. Avec deux génératrices en moins, la fréquence dans

l'ensemble de l'interconnexion de l'Ouest a commencé à baisser et la tension à s'effondrer dans la région de Boise, Idaho, limitant ainsi les transferts dans l'interconnexion à courant alternatif Californie - Oregon. Pendant 23 secondes, le réseau est demeuré dans un équilibre précaire, jusqu'à ce que la ligne à 230 kV Mill Creek – Antelope reliant le Montana et l'Idaho soit mise hors circuit par le relais de la zone 3, faisant chuter la tension au poste de Summer Lake et provoquant la perte de synchronisme de l'interconnexion. Des relais de correction ont divisé le réseau en cinq enclaves précalculées en vue de minimiser les interruptions de courant et les temps de rétablissement. Des conditions et des facteurs déterminants semblables étaient présents le 3 juillet. Ce jour-là toutefois, lorsque la tension a commencé à s'effondrer dans la région de Boise, l'opérateur a procédé à un délestage manuel, ce qui a restreint la répanche de la perturbation.

10 août 1996 – Côte Ouest

Cette panne a causé la perte d'une charge supérieure à 28 000 MW et a touché sept millions et demi de personnes dans l'ouest du continent nord-américain. Elle a privé d'électricité des clients d'Arizona, de Californie, du Colorado, de l'Idaho, du Montana, du Nebraska, du Nevada, de New Mexico, d'Oregon, du Dakota du Sud, du Texas, de l'Utah, de l'état de Washington et du Wyoming, aux États-Unis ; de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, au Canada ; et de Baja California Norte au Mexique. Les interruptions de courant ont duré de quelques minutes à neuf heures.

Par suite de pannes dans plusieurs lignes de transport importantes, de l'arrêt de production au barrage McNary et des fluctuations subséquentes dans les réseaux, l'interconnexion de l'Ouest s'est sectionnée en quatre enclaves et une perte importante de charge et de production s'est produite. Avant la perturbation, le réseau de transport qui relie le Canada au sud en passant par le nord-ouest jusqu'à la Californie était fortement chargé en raison d'importants transferts en direction nord-sud. Ces transferts s'expliquaient, d'une part, par une consommation élevée dans le sud-ouest en raison du temps chaud, et, d'autre part, par une excellente production hydroélectrique au Canada et dans le nord-ouest.

Des températures très élevées dans le nord-ouest ont provoqué l'affaissement de deux lignes de transport à faible charge dans des arbres non élagués et leur mise hors circuit. Une troisième ligne à forte charge s'est également affaissée dans un arbre. Ce dernier incident a provoqué la surcharge et le débranchement d'autres lignes de transport. Une baisse générale de tension dans le nord-ouest ainsi que l'arrêt de la production au barrage McNary en raison de l'application inappropriée de relais ont causé des fluctuations de courant dans l'interconnexion à courant alternatif Californie – Oregon. Les relais de protection de l'interconnexion ont mis ces installations hors circuit et ont provoqué le sectionnement de l'interconnexion de l'Ouest en quatre enclaves. Après la perte des deux premières lignes à faible charge, les opérateurs ignoraient que le réseau était dans un état précaire pendant l'heure suivante parce que les nouvelles études d'exploitation n'avaient pas été effectuées pour déterminer les réglages nécessaires au réseau.

25 juin 1998 – Ontario et centre-nord des États-Unis

Cette panne a causé la perte d'une charge de 950 MW et a touché 152 000 personnes au Minnesota, au Montana, au Dakota du Nord, au Dakota du Sud, au Wisconsin, aux États-Unis, ainsi qu'en Ontario, au Manitoba et en Saskatchewan, au Canada. Les interruptions de courant ont duré jusqu'à 19 heures.

Un orage dans le Minnesota a entraîné une série d'événements qui ont causé une perturbation dans le réseau touchant toute la région Mid-Continent Area Power Pool (MCAPP) et la partie nord-ouest du réseau d'Hydro Ontario du Northeast Power Coordinating Council. Une ligne à 345 kV a été frappée par la foudre et s'est débranchée. Des lignes secondaires à faible tension ont été surchargées et mises hors circuit, ce qui a affaibli le réseau encore plus. Peu après, la foudre a frappé une deuxième ligne à 345 kV, la mettant également hors circuit. Après la chute de la deuxième ligne à 345 kV, les lignes de transport à faible tension qui étaient encore opérationnelles ont été surchargées et des relais les ont mises hors circuit. Cette série de mises hors circuit en cascade de lignes s'est poursuivie jusqu'à ce que toute la partie nord du MCAPP soit sectionnée de l'interconnexion de l'Est, formant trois enclaves et entraînant la défaillance de la partie nord-ouest du réseau d'Hydro Ontario.

Été 1999 – Interruptions de service et perturbations sans interruption de service dans le nord-est des États-Unis

Le 6 juillet 1999, la charge dans le réseau PJM était de 51 600 MW (approximativement 5 000 MW au-dessus de la prévision). PJM a utilisé toutes les procédures d'urgence (y compris une réduction de 5 % de la tension) à l'exception du délestage manuel, et a importé 5 000 MW de réseaux extérieurs pour satisfaire un appel de puissance record. Le 19 juillet 1999, l'appel de puissance a dépassé les 50 500 MW. PJM a chargé toutes les centrales disponibles dans la partie est de son réseau et a appliqué encore une fois ses méthodes d'exploitation d'urgence à compter d'environ midi jusque dans la soirée, les deux jours (6 et 19 juillet).

Pendant les pointes record de charge, des chutes prononcées de tension se sont produites dans le réseau de transport en bloc. Des mesures d'urgence ont été prises pour éviter l'effondrement de la tension. La faible tension s'est produite en raison du fait que la puissance réactive appelée a dépassé la puissance réactive disponible. La forte puissance réactive appelée était due à une grande demande d'électricité et à des pertes importantes dues à des transferts élevés dans tout le réseau. La puissance réactive disponible était insuffisante en raison soit de la non-disponibilité des génératrices ou de leur incapacité à satisfaire la puissance réactive assignée par suite des conditions ambiantes et de l'indisponibilité de certains condensateurs shunt.

Facteurs semblables ou communs aux pannes majeures

Parmi les facteurs semblables ou communs aux pannes majeures décrites ci-dessus et à celle du 14 août, mentionnons : 1) contact entre les conducteurs et des arbres; 2) sous-estimation de la puissance réactive dynamique des génératrices; 3) impossibilité pour l'opérateur ou le coordonnateur de visualiser les événements sur l'ensemble du réseau; 4) défaut de s'assurer que l'exploitation est dans les limites de la sûreté; 5) manque de coordination au niveau de la

protection des réseaux; 6) communication inefficace; 7) absence de filets de sécurité; 8) formation inadéquate du personnel affecté à l'exploitation. Figurent ci-après une description de la nature de chacun de ces facteurs ainsi qu'une liste de recommandations pertinentes, tirées d'enquêtes antérieures.

Contact entre les conducteurs et des arbres

Ce facteur a déclenché un bon nombre de pannes majeures et a contribué à l'ampleur de plusieurs d'entre elles. Les opérateurs de réseau possèdent de bons outils de suivi de tempête et de la foudre, mais ils n'ont aucun moyen de savoir si un conducteur est entré en contact avec un arbre et est hors service. Ils peuvent parfois tester la ligne entendant de rétablir le service, si cette manœuvre peut être faite en toute sécurité. Et même s'ils réussissent à la remettre en service, il n'est pas exclus qu'elle retombe en panne car la charge qu'elle supporte crée une surchauffe. Cette situation se produit le plus souvent lorsque la végétation n'a pas fait l'objet d'une maîtrise appropriée et que le temps est chaud, sans vent.

Dans certaines de ces perturbations, le contact entre les conducteurs et les arbres a entraîné le débranchement de plus d'un circuit, contribuant ainsi à créer de multiples incidents qui ont affaibli le réseau. Habituellement, les conducteurs entrent en contact avec des obstacles dans l'emprise quand le besoin de conserver l'interconnexion de transport est important. Une charge inductive élevée, créée par une forte utilisation de climatiseurs ou de pompes d'irrigation, caractérise le temps chaud, ce qui met à rude épreuve les lignes de transport. La perte de circuits contribue à la chute de tension. La charge inductive peut être désastreuse quand la tension chute puisqu'elle puise dans le réseau encore plus de puissance réactive, ce qui accentue les problèmes de tension.

Pour éviter ce genre de pannes, les recommandations suivantes s'imposent :

- Une attention particulière doit être accordée à l'état des emprises après des saisons de forte croissance. Un printemps et un été très humides et chauds ont précédé les pannes de 1996 sur la Côte Ouest.
- Il faut faire un examen attentif de toute réduction dans les dépenses d'exploitation et d'entretien qui pourrait entraîner une fréquence moindre des opérations d'entretien des lignes ou d'élagage des arbres. L'entretien dans ce domaine devrait être de nature préventive plutôt que corrective.

Puissance réactive dynamique des génératrices

La puissance réactive est un élément important dans le maintien de tensions réseau appropriées et elle facilite les transferts. Dans la plupart des pannes étudiées, une puissance réactive inappropriée était en jeu. Les condensateurs shunt et les installations de production sont les fournisseurs les plus importants de puissance réactive. Les opérateurs effectuent des analyses des incidents en se fondant sur le comportement des éléments du réseau électrique dans diverses conditions d'exploitation. Ils déterminent et établissent les limites de transfert grâce à ces analyses. Les condensateurs shunt sont faciles à modéliser puisqu'ils sont statiques. Mais la modélisation de la puissance réactive dynamique de génératrices fonctionnant dans un réseau

soumis à de fortes charges est un tout autre défi. Si le modèle est erroné, l'estimation des limites de transfert sera aussi erronée.

Dans la plupart des pannes, la contribution supposée en puissance réactive dynamique des génératrices du réseau était plus grande que la puissance réellement produite par les génératrices, ce qui a amplifié les problèmes de tension. Quelques génératrices ont produit une quantité réduite de puissance réactive en raison des limites de surexcitation, ou encore leurs puissances nominales ont dû être réduites en raison des températures ambiantes élevées. D'autres génératrices étaient limitées par un facteur de puissance fixe et n'ont donc pas fourni de puissance réactive en situation de tension réduite. Le délestage de sous-tension est une mesure corrective automatique dans certaines interconnexions pour empêcher les pannes en cascade.

Voici des recommandations antérieures relativement à la protection de la tension et à la gestion de la puissance réactive :

- Communication précise et en temps utile des changements apportés aux limites de puissance réactive des génératrices pour les besoins de planification et de modélisation opérationnelles.
- Examen de l'élaboration du processus de contrôle de la tension et des mégavars des génératrices pour déterminer à quel moment ces équipements ne répondent pas aux limites signalées de mégavars.
- Établissement d'une norme commune relative aux limites disponibles de mégavars des génératrices en régime établi et post-événement (15 minutes) ; détermination de la méthodologie, des essais et des exigences en matière de rapports d'exploitation.
- Détermination du contrat de niveau de service des génératrices qui définit l'obligation relative aux mégavars pour assurer une exploitation fiable.
- Examen et mise à l'essai périodique sur le terrain des limites de puissance réactive des génératrices pour s'assurer que les limites signalées de mégavars peuvent être obtenues.
- Indications en ligne fournies aux opérateurs quant à la puissance réactive disponible de chaque génératrice ou groupe de génératrices, d'autres sources de vars ainsi que la marge de puissance réactive de toutes les barres critiques. Cette information devrait être utile à la pratique d'exploitation qui consiste à maximiser l'utilisation de condensateurs shunt pendant les transferts lourds et ainsi à accroître la disponibilité de la réserve de puissance réactive dynamique.
- Pour les problèmes de tension instable : insertion automatique et rapide de condensateurs (série et shunt), inductance de compensation et mise hors circuit directes et délestage de sous-tension.
- Élaboration et examen périodique d'une marge de puissance réactive qui permettrait d'évaluer les réseaux et d'établir des transferts maximaux.

Visibilité du réseau – procédures et outils à l'usage des opérateurs

Chaque centre de commande fonctionne comme une partie d'une interconnexion synchrone unique. Toutefois, les parties comportant diverses responsabilités géographiques ou fonctionnelles pour l'exploitation fiable du réseau ne peuvent pas voir le système entier. Les incidents se produisant dans les réseaux voisins peuvent ne pas être visibles à l'opérateur ou au coordonnateur de la fiabilité, ou encore les données sur le réseau électrique disponibles dans une

zone de commande peuvent se présenter d'une manière qui ne permet pas aux opérateurs et aux coordonnateurs de prendre des décisions appropriées concernant l'exploitation.

Les recommandations suivantes ont été faites relativement à la visibilité et aux outils lors des pannes précédentes :

- Élaboration de systèmes de communications et d'écrans de visualisation qui donneraient aux opérateurs une information immédiate sur les changements dans l'état des principaux composants de leur réseau et des réseaux voisins.
- Les systèmes de communications devraient fonctionner au moyen d'une alimentation sans coupure afin que l'information sur l'état du réseau soit correctement transmise aux centres de commande pendant les perturbations du réseau.
- Dans le centre de commande, un tableau d'affichage montrant la charge dynamique des lignes et les interruptions de courant devrait fournir aux opérateurs une information rapide et complète sur toutes les installations disponibles et l'état d'exploitation de chaque installation en service.
- Le centre de commande devrait avoir la possibilité de montrer à l'opérateur des actions de rechange calculées par ordinateur propres à chaque situation immédiate et les résultats attendus de chacune de ces actions.
- Établissement d'analyses de sûreté en ligne permettant de déterminer les prochaines interruptions de courant et celles touchant des installations multiples qui pourraient être cruciales pour la fiabilité du réseau en tenant compte des aspects thermiques, de stabilité et de tension post-incident.
- Établissement d'un contrôle synchronisé des perturbations pour aider à évaluer la performance du réseau interconnecté lorsqu'il est soumis à des fortes charges et élaboration de mécanismes de protection appropriés.

Exploitation du réseau dans les limites de sûreté

Les opérateurs en cause dans plusieurs de ces pannes n'étaient pas informés de la vulnérabilité du réseau et de sa capacité à résister au prochain incident. Les raisons en sont nombreuses : modélisation inexacte pour les simulations, aucune visibilité de la perte de composants clés du réseau de transport, aucun contrôle par l'opérateur des mesures de stabilisation (contrôle de la réserve de puissance réactive, angle des transferts), aucune réévaluation de l'état du réseau après la perte d'un composant ni de réajustement des limites de sûreté.

Recommandations pertinentes suivantes proposées après les enquêtes sur les pannes précédentes s'imposent :

- Après une panne, le réseau doit être ramené à un état de fiabilité dans le délai de rétablissement permis. Les guides d'exploitation doivent être révisés pour s'assurer qu'ils contiennent des méthodes pour rétablir la fiabilité du réseau dans les délais permis.
- Réduire les transferts prévus à un niveau sûr et prudent jusqu'à ce que des études soient menées pour déterminer les limites maximales de transferts simultanés.
- Réévaluer les méthodes de détection de conditions d'exploitation inhabituelles et de situations de perturbations potentielles et s'assurer qu'elles sont étudiées avant d'avoir à y faire face en temps réel.

Coordination de la protection des réseaux (installations de transport et de production)

Les relais de protection sont conçus dans le but de détecter les conditions anormales d'exploitation et d'agir localement pour isoler les équipements défectueux du réseau à la fois pour protéger ces derniers contre les dommages et pour protéger le réseau contre les équipements défectueux. Les systèmes de relais sont utilisés en redondance dans les modes primaire et de secours. Si un relais ne fonctionne pas, un autre relais devrait détecter cette défaillance et mettre hors circuit les disjoncteurs appropriés. Certains relais auxiliaires ont une 'portée' telle qu'ils prennent des surcharges de lignes fonctionnant normalement et des balancements stables pour des défaillances et qu'ils causent la mise hors circuit d'une ligne lorsque ce n'est pas avantageux de le faire. La coordination appropriée des nombreux relais dans un réseau interconnecté est un défi important qui exige une révision et un contrôle incessants. Certains relais peuvent empêcher la resynchronisation, compliquant ainsi le rétablissement du courant.

Les contrôles généraux du réseau servent à protéger le fonctionnement du réseau interconnecté plutôt qu'un équipement en particulier. La création d'enclaves pour limiter la propagation d'une perturbation inévitable en est un exemple. Les délestages automatiques dus à une baisse de fréquence ou à une baisse de tension en sont d'autres. Le défaut d'actionner un ou plusieurs relais ou une mauvaise utilisation de ces derniers pendant une panne est un facteur commun à plusieurs des perturbations étudiées.

Les recommandations élaborées à la suite de pannes antérieures comprennent les suivantes:

- Des essais de déclenchement de jeux de relais devraient être exécutés périodiquement. Lors de l'installation, l'essai de mise en service doit porter sur le jeu complet de relais ainsi sur chaque relais afin de vérifier l'adéquation de l'ensemble.
- La protection des relais doit être continuellement mise à jour pour l'adapter à l'évolution des réseaux et pour intégrer des dispositifs améliorés de contrôle de relais.
- Installer des dispositifs sensibles sur les lignes de transport critiques dans le but d'effectuer automatiquement du délestage ou des rejets de production lorsque la température nominale de surcharge à court terme est dépassée pendant une période de temps donnée. Cette période doit être suffisamment longue pour permettre à l'opérateur de tenter de réduire sans délai la charges des lignes par d'autres moyens.
- Les restrictions d'angle de phase visant à empêcher le réenclenchement des principales interconnexions pendant les urgences dans le réseau devraient être révisées. Il faudrait envisager une dérivation des relais de contrôle de synchronisme afin de permettre la fermeture directe des interconnexions critiques lorsqu'il est nécessaire de maintenir la stabilité du réseau pendant une urgence.
- L'exigence de création volontaire d'enclaves devrait être révisée. Les guides d'exploitation doivent traiter de la possibilité d'un déséquilibre important entre la production et la charge à l'intérieur des enclaves.

Efficacité des communications

En conditions normales, les parties ayant une responsabilité en matière de fiabilité doivent se transmettre en temps opportun les informations importantes et prioritaires afin de contribuer à préserver l'intégrité du réseau. À plus forte raison pendant les situations urgentes. Les opérateurs doivent être libérés de toute tâche qui n'est pas reliée au maintien du réseau pendant les urgences. Un facteur commun à plusieurs des événements étudiés est que l'information relative aux pannes dans un réseau n'était pas transmise aux réseaux voisins.

Nécessité d'avoir des filets de sécurité

Le filet de sécurité est un programme de protection qui se déploie automatiquement lorsqu'un incident significatif prédéterminé se produit. Une fois déclenchés, ces programmes impliquent certains frais et des inconvénients mais ils peuvent empêcher certaines perturbations de dégénérer. Ils comprennent des actions tels les délestages, les rejets de production, la formation d'enclaves. Dans tous les cas, le but est d'obtenir une perturbation moins grave que celle qui serait probablement survenue autrement. Si le filet de sécurité n'avait pas été mis hors service en août 1996 sur la Côte Ouest, l'ampleur de la panne aurait été moindre : la perte de charge aurait été de en dessous de 7 200 MW plutôt que de 28 000 MW. (Le filet de sécurité a depuis été rétabli.) Il convient toutefois de noter que les filets de sécurité ne doivent pas servir à établir les limites de transfert.

Les recommandations suivantes ont été faites précédemment au sujet des filets de sécurité :

- Des programmes coordonnés de délestage automatique doivent être établis et appliqués dans les zones qui n'en sont pas encore pourvues afin d'empêcher la perte totale de la puissance dans les zones sectionnées du réseau principal et dont la production est déficiente. Le délestage doit être considéré comme un programme d'assurance seulement et ne doit pas se substituer à une conception appropriée du réseau.
- Installer des dispositifs de délestage permettant à l'opérateur une activation rapide à simple action pour le délestage de grands blocs de charge.

Formation

Dans plusieurs des pannes étudiées, les méthodes d'exploitation étaient nécessaires mais insuffisantes pour faire face à des perturbations graves des réseaux. On a donc recommandé d'améliorer les méthodes et la formation du personnel et suggéré des installations de formation avec simulation de perturbations à l'intention des répartiteurs. En présence de perturbations qui menacent de causer l'effondrement du réseau entier, les opérateurs ont tendance à réduire les transactions et hésitent à demander une production accrue mais surtout à recourir au délestage.

Les recommandations suivantes ont été faites précédemment au sujet de la formation :

- Des programmes approfondis de formation et des séances de recyclage devraient être dispensés à l'intention des opérateurs.

- Un simulateur à échelle réelle devrait être rendu disponible pour donner aux opérateurs une expérience pratique leur permettant de faire face aux urgences possibles et à d'autres conditions qui peuvent survenir dans les réseaux.
- Les procédures et les programmes de formation devraient permettre aux opérateurs de réseau de prévoir et de reconnaître les situations d'urgence et de les définir.
- Énoncer dans les méthodes écrites et dans le matériel de formation les critères que les opérateurs de réseau peuvent utiliser pour reconnaître les signes d'anomalie dans le réseau et les mesures de prévention qu'ils doivent prendre avant que la situation ne dégénère en urgence.
- On ne peut pas compter sur les méthodes de délestage lorsque le réseau n'est pas protégé car, dans de nombreux cas, ces méthodes ne peuvent être mises en œuvre efficacement dans les délais requis. L'opérateur doit avoir recours à d'autres réglages et prendre la responsabilité pour rétablir le courant sans tarder.
- Il faut insister sur le fait, et le protéger, que l'opérateur possède l'autorité et a la responsabilité de prendre des mesures immédiates pour protéger le réseau s'il estime que ce dernier commence à faiblir.
- Il faut réexaminer les processus actuels d'évaluation des possibilités de tension instable, le besoin d'améliorer les programmes de formation actuels des opérateurs, les outils opérationnels, ainsi que les évaluations techniques annuelles afin d'améliorer les possibilités de prévenir les problèmes de stabilité de tension avant le fait et d'atténuer leur impact possible et leurs effets négatifs à l'échelle régionale.

Comparaison avec la panne du 14 août 2003

La panne du 14 août 2003 avait plusieurs causes ou facteurs déterminants en commun avec les pannes précédentes, à savoir :

- Maintien de la végétation insuffisant.
- Défaut d'assurer l'exploitation dans les limites de sûreté.
- Défaut de reconnaître les situations urgentes et de communiquer cette information aux réseaux voisins.
- Formation inadéquate des opérateurs.
- Visibilité inappropriée du réseau à l'échelle régionale.

Les causes nouvelles de la panne du 14 août sont les suivantes : une visibilité inappropriée du réseau à l'échelle interrégionale, le dysfonctionnement informatique des systèmes SCADA et SGE des centres de commande et l'absence d'un système informatique de secours.

7. Performance des centrales nucléaires touchées par la panne de courant

Sommaire

Le 14 août 2003, une panne d'électricité généralisée a touché le nord-est des États-Unis et le Canada, privant ainsi de courant quelque 50 millions de personnes. Neuf centrales nucléaires américaines ont brusquement cessé de fonctionner (réduction rapide de puissance) en raison de la panne. Sept centrales nucléaires canadiennes qui fonctionnaient à puissance élevée au moment de la panne ont également cessé de fonctionner. Quatre autres centrales canadiennes se sont automatiquement déconnectées du réseau en raison d'un transitoire électrique, mais ont pu continuer à fonctionner à une puissance réduite et fournir une alimentation au réseau, dès que la connexion a été rétablie par les opérateurs du réseau de transmission. Six centrales nucléaires aux États-Unis et une au Canada ont connu des perturbations électriques majeures, mais ont tout de même pu continuer à produire de l'électricité. Pendant cet événement, des centrales non nucléaires des deux pays ont également cessé de fonctionner. De nombreuses autres centrales nucléaires ont observé des perturbations dans le réseau électrique, mais ont continué à produire de l'électricité, sans interruption.

Le SGN est un des trois sous-groupes créés afin de soutenir le travail du Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant. Il a pour objectif de relever toutes les mesures pertinentes prises par les installations nucléaires en lien avec la panne. Nils Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission (NRC) des États-Unis, et Linda Keen, présidente et première dirigeante de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), co-président le SGN, avec d'autres membres nommés au sein de divers paliers gouvernementaux.

Pendant la phase I de l'enquête, le SGN s'est penché sur la cueillette et l'analyse des données provenant de chaque centrale en vue de déterminer ce qui s'est produit, si les activités des centrales ont causé la panne ou y ont contribué, ou s'il y a eu des problèmes de sûreté importants, le cas échéant. Afin d'assurer l'exactitude des données, les membres du SGN ont travaillé en collaboration avec le Sous-groupe sur l'électricité et le Sous-groupe sur la sûreté. Le personnel de la NRC et de la CCSN ont élaboré une série de questions techniques en vue d'obtenir des données de la part des propriétaires ou des titulaires de permis des centrales nucléaires pour étudier en détail la réponse des systèmes des centrales nucléaires. On a comparé les données obtenues des centrales avec la conception de ces dernières afin de déterminer si leurs réponses correspondaient à ce qui était prévu, si elles avaient causé la panne ou contribué à sa généralisation et si les exigences applicables en matière de sûreté avaient été respectées.

Après examen des données sur le fonctionnement de chaque centrale, leur réponse et l'intervention du personnel d'exploitation pendant la panne, le SGN conclut ce qui suit :

- Toutes les centrales nucléaires qui ont cessé de fonctionner ou qui se sont déconnectées du réseau ont répondu de manière automatique aux conditions du réseau.
- Toutes les centrales nucléaires ont répondu d'une manière conforme à leur conception.

- Les fonctions de sûreté ont été accomplies et les centrales nucléaires qui se sont arrêtées brusquement sont demeurées dans un état d'arrêt garanti sûr jusqu'à leur redémarrage.
- Les centrales nucléaires n'ont pas causé la panne d'électricité, ni contribué à sa généralisation (c.-à-d. outre l'arrêt normal anticipé des centrales dans de telles conditions). Elles ont plutôt répondu de manière prévue afin de protéger leur équipement et leurs systèmes des perturbations du réseau.
- **En ce qui a trait aux centrales nucléaires des États-Unis :**
 - Les centrales Fermi 2, Oyster Creek et Perry ont cessé de fonctionner suite à l'arrêt des génératrices qui a été provoqué par des fluctuations de tension et de fréquence dans le réseau. La centrale Nine Mile 1 a cessé de fonctionner parce que la turbine principale s'est arrêtée à cause des fluctuations de fréquence du réseau.
 - Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 2 ont cessé de fonctionner parce que les réacteurs se sont arrêtés brusquement en raison de la faible pression du système de contrôle des turbines qui était due aux fluctuations de fréquence du réseau. À la centrale Ginna, les fluctuations de fréquence du réseau ont provoqué une grande perte de la charge électrique, ce qui a entraîné l'arrêt brusque du réacteur et la mise en arrêt de la centrale. Les centrales Indian Point 2 et Indian Point 3 ont cessé de fonctionner suite à l'arrêt brusque du réacteur à un faible débit qui s'est produit lorsque les basses fréquences du réseau ont fait s'arrêter les pompes de refroidissement du réacteur.
- **En ce qui a trait aux centrales nucléaires du Canada :**
 - Aux réacteurs de Bruce-B et de Pickering-B, les fluctuations de fréquence et/ou de tension du réseau ont provoqué la déconnexion automatique de leurs génératrices. Dans le cas des réacteurs qui ont réussi à maintenir opérationnelles les génératrices, la puissance des réacteurs a été automatiquement réduite.
 - À la centrale de Darlington, les oscillations de charge sur le réseau ont provoqué la réduction automatique de puissance des quatre réacteurs. Les génératrices ont par la suite été automatiquement déconnectées du réseau.
 - Trois réacteurs à Bruce-B et un réacteur à Darlington ont recommencé à fonctionner à 60 % de leur puissance. Ils ont ensuite pu alimenter le réseau, sur les instructions de l'opérateur du réseau de transmission.
 - Trois réacteurs à Darlington ont été placés dans l'état puissance zéro à chaud, et quatre réacteurs à Pickering-B et un réacteur à Bruce-B ont été placés dans l'état d'arrêt garanti.

Le retour en opération des centrales s'est effectué selon un processus délibéré, contrôlé par les procédures des centrales et les règlements. Les problèmes concernant l'équipement ou le processus, qui étaient déjà présents avant la panne ou qui ont été causés par la panne, ont été réglés avant le redémarrage. Le SGN estime que les titulaires de permis ont utilisé une approche prudente appropriée pour reprendre leurs activités, et ont donc accordé la priorité à la sûreté.

En ce qui a trait aux centrales nucléaires américaines : Ginna, Indian Point 2, Nine Mile 2 et Oyster Creek ont repris leur production d'électricité le 17 août. Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 1 ont repris leur production le 18 août, la centrale Fermi 2, le 20 août, la centrale Perry, le 21 août et la centrale Indian Point 3, le 22 août. Indian Point 3 avait des problèmes avec l'équipement (défaillance des épissures du système d'alimentation électrique du dispositif d'entraînement des barres de commande) qui devaient être réglés avant le redémarrage. Ginna a présenté une demande spéciale à la NRC pour qu'elle fasse preuve de latitude afin de lui permettre de changer de mode et de redémarrer la centrale avec une pompe à eau de secours hors service. La NRC a accepté la demande.

En ce qui a trait aux centrales nucléaires canadiennes : Le redémarrage des centrales canadiennes s'est effectué conformément aux politiques et principes d'exploitation approuvés. Six heures après l'événement, trois réacteurs de Bruce-B et un réacteur de Darlington ont été resynchronisés avec le réseau. Les trois autres réacteurs de Darlington ont été reconnectés les 17 et 18 août. Les réacteurs 5, 6 et 8 de Pickering-B et le réacteur 6 de Bruce-B sont retournés en service le 22 et le 25 août.

Le SGN n'a trouvé aucune preuve indiquant que l'arrêt des centrales nucléaires a provoqué la panne ou contribué, de manière inopportune, à sa généralisation (c.-à-d. outre l'arrêt normal anticipé des centrales dans de telles conditions). Toutes les centrales nucléaires qui ont cessé de fonctionner ou qui se sont déconnectées du réseau n'ont que répondu de manière automatique aux conditions du réseau. Toutes les centrales nucléaires ont répondu conformément à leur conception. Les fonctions de sûreté ont été accomplies et les centrales qui se sont arrêtées sont demeurées dans un état d'arrêt garanti sûr jusqu'à leur redémarrage. Le redémarrage s'est effectué conformément aux procédures et aux règlements établis.

Les chapitres suivants contiennent plus de détails sur les événements. En raison des importantes différences dans la conception des centrales au Canada et aux États-Unis, il a été décidé de présenter des chapitres distincts pour chaque pays. Cela répond également à la demande des organismes de réglementation des deux pays qui désiraient des sections indépendantes dans le rapport afin de les utiliser comme documents de réglementation.

Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire américain

Résumé

Le SGN américain n'a trouvé aucune évidence selon laquelle l'arrêt de neuf centrales nucléaires américaines aurait déclenché la panne, ou aurait contribué indûment à la propagation de cette panne (c.-à-d. outre l'arrêt anticipé des centrales dans des conditions prévues). Les neuf centrales qui ont subi un arrêt de réacteur réagissaient toutes aux conditions du réseau. La sévérité des transitoires du réseau ont fait en sorte que les alternateurs, les turbines ou systèmes de réacteur de ces centrales ont atteint une limite de fonction de protection et ont déclenché l'arrêt des centrales. Les neuf centrales se sont arrêtées à la suite de ces conditions d'une manière conforme à la conception des centrales. Les neuf centrales se sont arrêtées automatiquement en toute sûreté afin de se protéger contre les transitoires du réseau. Les fonctions de sûreté ont été exécutées

efficacement avec peu de problèmes, et les centrales ont été maintenues dans une condition d'arrêt sûr jusqu'à leur redémarrage.

Les pannes des centrales nucléaires qui ont résulté de la panne d'électricité du 14 août 2003 ont été déclenchées par des systèmes de protection automatiques des réacteurs ou des turbo-alternateurs, et non par des interventions humaines. Le SGN n'a reçu aucune information selon laquelle des opérateurs auraient délibérément arrêté des tranches nucléaires pour s'isoler des instabilités du réseau. En bref, tout ce qui s'est produit c'est l'isolement automatique des tranches nucléaires.

En ce qui concerne les 95 autres centrales nucléaires commerciales américaines titulaires de licence, quatre étaient déjà mises à l'arrêt au moment de la panne d'électricité, dont une a connu une perturbation du réseau; 70 centrales en service ont observé un certain degré de perturbation du réseau, mais ont pu compenser les perturbations et sont demeurées en circuit pour alimenter le réseau; 21 centrales en service n'ont connu aucune perturbation du réseau.

Introduction

À la suite de la panne de courant du 14 août, les États-Unis et le Canada ont mis sur pied le Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant. Bien que de nombreuses centrales non nucléaires soient impliquées dans la panne, les préoccupations relatives aux centrales nucléaires sont abordées notamment par le SGN à l'appui du Groupe de travail. Le Groupe de travail était chargé de répondre à deux questions :

1. Quel événement survenu le 14 août 2003 a donné lieu à la défaillance du système de transport et à la panne d'électricité subséquente, et pourquoi?
2. Pourquoi le système n'était-il pas en mesure d'arrêter la propagation de la panne?

La Nuclear Regulatory Commission (NRC), qui régleme les centrales nucléaires commerciales aux États-Unis, a des exigences réglementaires pour les systèmes d'alimentation externes. Ces exigences abordent le nombre de sources d'alimentation externes et la capacité de résister à certains transitoires. L'alimentation externe est la source normale de courant alternatif (CA) alimentant les systèmes de sûreté d'une centrale lorsque l'alternateur principal de la centrale ne fonctionne pas. Les exigences servent également à protéger les systèmes de sûreté contre les variations (de tension et de fréquence) de l'alimentation qui risquent de causer des dommages. En cas de perte de l'alimentation externe, la NRC exige la production d'électricité de secours (normalement au moyen de groupes électrogènes diesel de secours) pour alimenter les systèmes de sûreté en CA. De plus, la NRC assure la supervision des aspects de sûreté des questions relatives à l'alimentation externe au moyen de son programme d'inspection, en contrôlant l'expérience des exploitants et en effectuant des études techniques.

Phase I : Enquête

La phase 1 des activités du SGN consistait principalement à collecter et à analyser les données de chaque centrale pour déterminer ce qui s'était passé et si quelque activité au sein des centrales

avait donné lieu ou contribué à la panne d'électricité, à sa propagation ou était associée à une question de sûreté importante. Pour assurer l'exactitude, un effort de coordination exhaustif se poursuit parmi les membres du Sous-groupe, ainsi qu'entre le Sous-groupe sur le nucléaire, le Sous-groupe sur l'électricité et le Sous-groupe sur la sûreté.

Le personnel a élaboré un ensemble de questions techniques pour obtenir des propriétaires ou titulaires de licence des centrales nucléaires des données qui permettraient au personnel de revoir en détail la réaction des systèmes des centrales nucléaires. Deux demandes supplémentaires d'information plus particulière ont été faites auprès de certaines centrales. La collecte de l'information des centrales nucléaires américaines a été réalisée par l'entremise des bureaux régionaux de la NRC, qui a chargé des inspecteurs résidents de la NRC à chaque centrale d'obtenir de l'information du titulaire pour répondre aux questions. De l'information sur la conception générale a été recueillie des Updated Final Safety Analysis Reports (rapports définitifs à jour d'analyse de la sûreté) et d'autres documents propres à chaque centrale.

Les données sur chaque centrale ont été comparées par le personnel de la NRC avec la conception de la centrale pour déterminer si les réactions des centrales étaient telles que prévues, si elles semblaient avoir donné lieu à la panne ou avoir contribué à la propagation de la panne et si les exigences de sûreté ont été satisfaites. Dans certains cas, on a élaboré des questions supplémentaires et obtenu des réponses des titulaires de licence afin de clarifier la réaction observée de la centrale. Le SGN a effectué la coordination avec le Sous-groupe sur l'électricité pour valider certaines données et pour obtenir de l'information sur le réseau, ce qui a contribué à l'analyse. Le SGN a relevé toutes les mesures pertinentes prises par les centrales nucléaires en rapport avec la panne d'électricité.

Caractéristiques types de conception, d'exploitation et de protection des centrales nucléaires

Les centrales nucléaires ont un certain nombre de caractéristiques de conception, d'exploitation et de protection pour garantir qu'elles fonctionnent en toute sûreté et de façon fiable. La présente section décrit ces caractéristiques en vue de permettre de mieux comprendre comment les centrales nucléaires interagissent avec le réseau et, notamment, comment elles réagissent aux conditions variables du réseau. Bien que les caractéristiques décrites ici soient typiques, il y a des différences particulières de conception et de fonctionnement entre les centrales qu'on a laissées de côté.

Caractéristiques de conception des centrales nucléaires

Les centrales nucléaires utilisent la chaleur de réactions nucléaires pour générer de la vapeur qui entraîne un turbo-alternateur (également appelé alternateur principal) pour produire l'électricité fournie au réseau.

Connexion de l'appareillage de commutation au réseau

L'appareillage de commutation d'une centrale constitue normalement l'interface entre l'alternateur principal de la centrale et le réseau. Plusieurs lignes de transport connectent l'appareillage de commutation au réseau pour avoir une alimentation externe fiable pour la

centrale nucléaire dans toutes les conditions de fonctionnement et d'arrêt. Chaque ligne de transport connectée à l'appareillage de commutation comporte des disjoncteurs affectés en propre, avec des capteurs de défaut, pour localiser les conditions de défaut dans l'appareillage de commutation ou sur les lignes de transport connectées telles que les courts-circuits entre phases ou entre phase et terre. Les capteurs de défaut sont reliés à un système de protection de l'appareillage de commutation de la centrale conçu pour localiser toute condition de défaut avec une perturbation minimale au système.

Connexion de l'alternateur principal à l'appareillage de commutation

L'alternateur principal de la centrale produit de l'énergie électrique et transporte cette énergie au réseau de transport externe. La plupart des centrales alimentent également les omnibus auxiliaires de la centrale pour le fonctionnement normal du réacteur nucléaire via le transformateur auxiliaire pour le réacteur. En temps normal, l'alternateur principal produit une tension d'environ 22 kV. Cette tension est élevée par les transformateurs principaux pour l'adapter à la tension de l'appareillage de commutation, et le courant se propage vers l'appareillage de commutation haute tension via deux disjoncteurs.

Alimentation des omnibus auxiliaires de centrale

Les omnibus auxiliaires de sûreté et ceux qui ne sont pas associés à la sûreté sont normalement connectés pour être alimentés par le transformateur auxiliaire de l'alternateur principal, bien qu'à certaines centrales, quelques omnibus auxiliaires demeurent alimentés par un transformateur de démarrage (c.-à-d. par le réseau de distribution d'alimentation externe). Lorsque la production d'électricité par la centrale est interrompue, l'alimentation est transférée automatiquement à la source d'alimentation externe (le transformateur de démarrage). Si cette source ne fournit pas une tension acceptable, les disjoncteurs des omnibus de sûreté s'ouvrent, et les omnibus sont remis sous tension par les groupes électrogènes diesel de secours à démarrage rapide. Les omnibus auxiliaires qui ne sont pas associés à la sûreté demeurent hors tension jusqu'à ce que l'alimentation externe soit rétablie.

Caractéristiques de fonctionnement des centrales nucléaires

Réaction des centrales nucléaires aux variations de tension de l'appareillage de commutation

Lorsque le régulateur de tension de l'alternateur principal est en mode automatique, l'alternateur réagit à une hausse de tension de l'appareillage de commutation en réduisant le courant d'excitation de l'alternateur. Cela entraîne une réduction de la puissance réactive, exprimée normalement en mégavoltampères réactifs (Mvars), se propageant de l'alternateur à l'appareillage de commutation puis au réseau connexe, ce qui aide à limiter la hausse de la tension réseau. Le régulateur de tension de l'alternateur principal étant en mode automatique, cet alternateur réagit à une baisse de tension de l'appareillage de commutation en augmentant le courant d'excitation de l'alternateur. Cela entraîne une augmentation de la puissance réactive (Mvars), se propageant de l'alternateur à l'appareillage de commutation puis au réseau connexe, ce qui aide à limiter la baisse de la tension réseau. Si la baisse de tension de l'appareillage de commutation est assez importante, le courant d'excitation accru de l'alternateur risque de provoquer la surchauffe de l'inducteur de l'alternateur. On fait généralement appel à des circuits de protection contre la surexcitation pour parer à cette éventualité. Ces circuits de protection peuvent arrêter l'alternateur pour empêcher des dommages au matériel.

La protection contre la sous-tension est assurée sur les omnibus de sûreté des centrales nucléaires et peut l'être sur les omnibus non associés à la sûreté et sur des appareils particuliers. Cette protection est également utilisée dans le cas de certains modèles de réacteurs à eau sous pression sur les pompes primaires à titre de signal de perte anticipée d'écoulement dans ces pompes.

Caractéristiques de protection des centrales nucléaires

L'alternateur et la turbine principaux ont des caractéristiques de protection, semblables à celles des centrales à combustible fossile, qui protègent le matériel contre les dommages. En règle générale, les caractéristiques de protection du réacteur servent à protéger le combustible du réacteur contre les dommages et à protéger le circuit de refroidissement primaire contre les transitoires de surpression ou de surchauffe. Certaines caractéristiques d'arrêt produisent un arrêt correspondant d'autres éléments; ainsi, un arrêt automatique de turbine entraîne normalement un arrêt automatique de réacteur au-dessus d'une valeur de consigne de faible puissance.

Les caractéristiques de protection de l'alternateur visent normalement la surintensité, les défauts à la terre, les relais différentiels (qui surveillent les conditions de défaut électrique à l'intérieur d'une zone de protection définie par l'emplacement des capteurs, normalement l'alternateur principal et tous les transformateurs connectés directement à la sortie de l'alternateur), les défauts électriques des transformateurs connectés à l'alternateur, la perte d'excitation de l'alternateur et les arrêts de turbine. Les caractéristiques de protection de turbine visent normalement la survitesse (dont le seuil est habituellement réglé à 1 980 tr/min ou 66 Hz), la basse pression d'huile des roulements, les vibrations excessives des roulements, le vide insuffisant du condenseur, la défaillance des paliers de butée ou l'arrêt automatique de l'alternateur. Les caractéristiques de protection de réacteur comprennent normalement l'arrêt automatique dans les cas suivants : surpuissance, pression anormale du circuit de refroidissement primaire, débit réduit du circuit de refroidissement primaire, bas niveau dans les générateurs de vapeur ou le caisson de réacteur ou arrêt automatique de la turbine.

Considérations relatives au rétablissement de la production d'électricité par une centrale nucléaire après le rétablissement de la tension de l'appareillage de commutation

Voici des exemples des exigences qui doivent être satisfaites avant qu'on rétablisse la production d'électricité d'une centrale nucléaire à la suite d'une perte de tension de l'appareillage de commutation.

- La tension de l'appareillage de commutation fournie par une source externe doit être normale et stable. Les centrales nucléaires ne sont pas conçues avec une capacité de départ à zéro (démarrage sans alimentation externe).
- Les omnibus de la centrale doivent être alimentés à partir de l'appareillage de commutation, et les groupes électrogènes diesel de secours, remis en mode d'attente.
- L'équipement normal de la centrale, tel que les pompes primaires et les pompes de circulation d'eau, doit être remis en marche.
- Il faut rédiger un rapport d'examen de l'arrêt automatique du réacteur, qui doit être approuvé par la direction de la centrale et qui doit aborder la cause de cet arrêt.
- Toutes les spécifications techniques de la centrale doivent être satisfaites. Les spécifications techniques sont transmises à chaque centrale nucléaire par la NRC comme faisant partie de la licence. Elles dictent l'équipement qui doit être en état de fonctionnement et les paramètres qui doivent être satisfaits pour permettre le fonctionnement du réacteur. Des exemples des mesures qui étaient requises à la suite des événements du 14 août comprennent le remplissage des réservoirs à carburant diesel, le remplissage des réservoirs à condensat, l'établissement de l'écoulement forcé dans le circuit de refroidissement primaire et le refroidissement de la réserve d'eau de réduction de pression pour atteindre les limites de fonctionnement normal. Des essais de surveillance doivent être effectués conformément aux spécifications techniques (par exemple, le bon état de fonctionnement des détecteurs de neutrons lents doit être démontré).
- Les systèmes doivent être configurés pour permettre le démarrage.
- Les pressions et les températures du circuit de refroidissement primaire des réacteurs à eau sous pression doivent être réglées aux valeurs appropriées pour le démarrage des réacteurs.
- Un calcul de criticité de réacteur doit être effectué pour prédire les retraits de barres de commande nécessaires pour atteindre la criticité, lorsque la réaction de fission en chaîne devient auto-entretenu en raison du flux de neutrons accru. La concentration de certains produits de fission absorbeurs de neutrons augmente à la suite d'un arrêt automatique de réacteur (suivi plus tard d'une réduction ou d'une décroissance). Aux réacteurs à eau sous pression (REP), la teneur en bore du caloporteur primaire doit être réglée en fonction du calcul de criticité. Vers la fin du cycle du combustible, il se peut que la centrale nucléaire n'ait pas de marge de réglage de bore ou des barres de commande suffisante pour le redémarrage avant que les absorbeurs de neutrons aient diminué considérablement (plus de 24 heures après l'arrêt automatique).

Par conséquent, à la suite d'un arrêt normal, il peut falloir environ une journée ou plus avant qu'une centrale nucléaire puisse être redémarrée. Les arrêts automatiques de centrale correspondent à un transitoire considérable pour l'équipement de la centrale et certains travaux d'entretien peuvent être nécessaires avant que la centrale puisse redémarrer. Lorsque l'arrêt se

combine à l'occurrence peu fréquente de la perte de l'alimentation externe, des mesures de reprise supplémentaires s'imposent. Les systèmes de sûreté tels que les groupes électrogènes diesel de secours et les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance associés à la sûreté doivent être remis dans leur configuration normale. Ces mesures supplémentaires prolongeraient le temps nécessaire au redémarrage d'une centrale nucléaire à la suite de ce type d'événement.

Résumé de la réaction des centrales nucléaires à la panne de courant du 14 août 2003 et sûreté connexe

Notre étude n'a identifié aucune activité ni aucun équipement des centrales nucléaires qui ont causé le transitoire du 14 août 2003. Neuf centrales nucléaires se sont arrêtées dans les 60 secondes à cause de la perturbation du réseau. En outre, de nombreuses centrales nucléaires ont connu un transitoire dû à cette perturbation.

Centrales nucléaires arrêtées automatiquement

L'arrêt automatique de neuf centrales nucléaires résultait des réactions des centrales aux perturbations du réseau. À la suite des perturbations initiales du réseau, les tensions de l'appareillage de commutation fluctuaient et les débits de puissances réactives fluctuaient. Comme les régulateurs de tension des alternateurs principaux tentaient de compenser ces fluctuations, les limites de sûreté de l'équipement étaient dépassées, et des arrêts de protection se sont produits. C'est ce qui est arrivé aux centrales Fermi 2 et Oyster Creek. La centrale Fermi 2 s'est arrêtée à la suite d'un arrêt de protection de l'inducteur d'alternateur. La centrale Oyster Creek s'est arrêtée à cause d'un arrêt automatique d'alternateur dû à un rapport élevé entre la tension et la fréquence du courant.

De plus, comme l'équilibre entre la production d'électricité et la charge électrique du réseau était perturbé, la fréquence a commencé à fluctuer. Dans certains cas, la fréquence est tombée suffisamment pour déclencher des fonctions de protection. C'est ce qui s'est produit aux centrales Indian Point 2, Indian Point 3 et Perry. La centrale Perry s'est arrêtée à cause d'un signal d'arrêt de sous-fréquence d'alternateur. Les centrales Indian Point 2 et Indian Point 3 se sont arrêtées lorsque la fréquence réseau était tombée suffisamment pour arrêter les pompes primaires, ce qui a déclenché une fonction de protection du réacteur.

Dans d'autres cas, la fréquence a fluctué pour atteindre des valeurs supérieures à la normale. Les systèmes de commande de turbine ont réagi en vue de limiter la fréquence. Les limites de l'équipement ont été dépassées à la suite de la réaction des systèmes de commande de turbine aux fortes variations de fréquence. Cela a entraîné l'arrêt automatique des centrales FitzPatrick, Nine Mile 1, Nine Mile 2 et Ginna. Les centrales FitzPatrick et Nine Mile 2 se sont arrêtées à cause de la basse pression dans le circuit hydraulique de commande de turbine. La centrale Nine Mile 1 s'est arrêtée à cause de la protection en cas de charge réduite de turbine. La centrale Ginna s'est arrêtée à cause des conditions dans le réacteur à la suite de la fermeture rapide des vannes de commande de turbine à la suite de la haute fréquence réseau.

En ce qui concerne les centrales Perry, Fermi 2, Oyster Creek et Nine Mile 1, le réacteur s'est arrêté dès l'arrêt de l'alternateur, bien que cela ne ressorte pas des heures ci-dessous, car les

horloges n'étaient pas synchronisées sur l'étalon horaire national. En ce qui concerne les centrales Indian Point 2 et 3, FitzPatrick, Ginna et Nine Mile 2, le réacteur s'est arrêté avant l'alternateur. Lorsque le réacteur s'arrête en premier, il y a généralement un bref délai avant que les disjoncteurs de sortie de l'alternateur s'ouvrent. Après l'arrêt du réacteur, la production d'électricité tombe rapidement à zéro. Le tableau 7.1 donne les heures d'après les données recueillies pour les heures d'arrêt des réacteurs et les heures d'ouverture des disjoncteurs d'alternateur d'après le rapport du Sous-groupe sur l'électricité (heure d'arrêt d'alternateur). Des détails supplémentaires sur les centrales qui se sont arrêtées sont donnés ci-dessous.

Tableau 7.1 Heures d'arrêt des centrales américaines

Centrale nucléaire	Heure d'arrêt de réacteur déterminé à partir des données des titulaires de licence (peut ne pas être synchronisée sur l'étalon horaire national) ^a	Heure d'arrêt d'alternateur d'après le rapport du Sous-groupe sur l'électricité (synchronisée sur l'étalon horaire national) ^b
Perry	16 h 10 min 25 s	16 h 10 min 42 s
Fermi 2	16 h 10 min 53 s	16 h 10 min 53 s
Oyster Creek	16 h 10 min 58 s	16 h 10 min 57 s
Nine Mile 1	16 h 11 min	16 h 11 min 4 s
Indian Point 2	16 h 11 min	16 h 11 min 9 s
Indian Point 3	16 h 11 min	16 h 11 min 23 s
FitzPatrick	16 h 11 min 4 s	16 h 11 min 32 s
Ginna	16 h 11 min 36 s	16 h 12 min 17 s
Nine Mile 2	16 h 11 min 48 s	16 h 11 min 52 s

a) Tel que déterminé à partir des données du titulaire de la licence (ce qui peut ne pas correspondre à l'heure normale du pays)

b) Tel que signalé par le sous-groupe sur le réseau électrique (correspond à l'heure normale du pays)

Fermi 2. La centrale Fermi 2 est située à 25 milles au nord-est de Toledo, Ohio, dans le sud du Michigan, au bord du lac Érié; avant l'événement, elle produisait environ 1 130 mégawatts-électriques (MWe). Le réacteur s'est arrêté à cause d'un arrêt de turbine. L'arrêt de turbine résultait probablement de plusieurs signaux d'arrêt de protection de l'inducteur d'alternateur (surexcitation et perte d'excitation) pendant que l'alternateur de Fermi 2 réagissait à une série de transitoires à variation rapide avant son arrêt. Cela est en harmonie avec les données qui montrent de fortes oscillations de la puissance réactive (Mvars) de l'alternateur de Fermi 2 avant l'arrêt de celui-ci.

Par la suite, l'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale a été perdue. Les omnibus de sûreté ont été mis hors tension et ont été remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les opérateurs ont arrêté un de ces groupes électrogènes qui a été mis en parallèle avec le réseau pour fins d'essai, après quoi il a automatiquement

partagé la charge. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau-événement rare a eu lieu vers 16 h 22 à cause de la perte de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie le 15 août, vers 1 h 53. Les problèmes de matériel suivants ont été observés : le groupe électrogène à turbine à combustion (la source d'alimentation CA de rechange) n'a pas pu être lancé à partir de la salle de commande; cependant, il a pu être lancé avec succès localement. De plus, le système de refroidissement de la piscine de désactivation a été interrompu pendant environ 26 heures et a atteint une température maximale de 130 degrés Fahrenheit (55 degrés Celsius). L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 20 août, vers 1 h 41.

FitzPatrick. La centrale FitzPatrick est située à environ 8 milles au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 850 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la basse pression du circuit hydraulique qui commande les vannes de commande de turbine. Une basse pression dans ce circuit indique normalement le rejet d'une forte charge, pour lequel on s'attend à un arrêt automatique du réacteur. Dans le cas qui nous occupe, la pression du circuit était basse parce que le système de commande manipulait rapidement les vannes de commande de turbine pour commander la vitesse de la turbine qui subissait l'effet des fluctuations de la fréquence réseau.

Immédiatement avant l'arrêt, on a observé des conditions de surtension et de sous-tension considérables sur le réseau. Ensuite, l'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale a été perdue. Les omnibus de sûreté ont été mis hors tension et ont été remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau-événement rare, a eu lieu vers 16 h 26 à cause de la perte de l'alimentation externe. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie le 14 août, vers 23 h 07. L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 18 août, vers 6 h 10.

Ginna. La centrale Ginna est située à 20 milles au nord-est de Rochester, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 487 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la surchauffe/température-delta. Le signal d'arrêt en cause empêche le cœur du réacteur de dépasser les limites de température. Les vannes de commande de turbine se sont fermées à la suite des conditions changeantes du réseau. Cela a produit un transitoire de température et de pression dans le réacteur, ce qui a entraîné un arrêt dû à la surchauffe/température-delta. L'alimentation externe des omnibus auxiliaires de la centrale n'a pas été perdue. De l'avis des opérateurs, l'alimentation externe n'était pas stable, de sorte que, par mesure de précaution, ils ont alimenté les omnibus de sûreté au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. L'alimentation externe n'était pas perdue et s'est stabilisée environ 50 minutes après l'arrêt du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau-événement rare, a eu lieu vers 16 h 46 à cause de la dégradation de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie le 14 août, vers 21 h 08. Les problèmes de matériel suivants ont été observés : le système de commande numérique de l'eau d'alimentation s'est comporté de manière imprévue à la suite de l'arrêt, ce qui a donné lieu à des niveaux élevés dans le générateur de vapeur; il y a eu perte d'indication d'écoulement au sceau des pompes primaires, ce qui a compliqué le redémarrage des pompes; au moins une des soupapes de sûreté à commande électrique a présenté une fuite mineure après un fonctionnement approprié et une refermeture pendant le transitoire. De plus, une des motopompes à eau d'alimentation auxiliaires a été endommagée après avoir fonctionné dans des conditions de débit insuffisant à cause d'un mauvais réglage des soupapes. Les pompes redondantes ont fourni le débit d'eau requis.

La NRC a émis un Notice of Enforcement Discretion (avis de mise en application discrétionnaire) pour permettre à la centrale Ginna de procéder à des changements de mode et de faire redémarrer le réacteur pendant qu'une des pompes à eau d'alimentation auxiliaires (EAA) était inutilisable. La Ginna a deux pompes EAA : une turbopompe et deux pompes de relèvement, toutes alimentées par les omnibus de sûreté. L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 17 août, vers 20 h 38.

Indian Point 2. La centrale Indian Point 2 est située à 24 milles au nord de la ville de New York City, sur la rivière Hudson; avant l'événement, elle produisait environ 990 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la perte d'une pompe primaire qui s'est arrêtée parce que les fluctuations de la fréquence de l'omnibus auxiliaire ont excité le relais de sous-fréquence, qui empêche un débit de caloporteur insuffisant dans le cœur du réacteur. Le signal de protection résultant a arrêté le réacteur, ce qui a provoqué l'arrêt de la turbine et de l'alternateur.

L'omnibus auxiliaire a subi la sous-fréquence due aux fluctuations sur le réseau. Tous les omnibus auxiliaires de l'alimentation centrale ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sûreté ont été remis sous tension au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau-événement rare, a eu lieu vers 16 h 25 à cause de la perte de l'alimentation externe pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie le 14 août, vers 20 h 02. Les problèmes de matériel suivants ont été observés : la canalisation d'eau de refroidissement d'un des groupes électrogènes diesel de secours a produit une fuite, une soupape de mise à l'air libre du générateur de vapeur n'a pas commandé la pression du générateur de vapeur en mode automatique et a dû être mise en mode manuel; un purgeur automatique associé à la turbopompe à eau d'alimentation auxiliaire tombé en panne en position ouverte a eu pour résultat que les opérateurs ont immobilisé la turbine au bout de 2,5 heures; la perte de l'air d'instrumentation a obligé les opérateurs à assumer la commande manuelle du chargement, et il s'est produit un isolement de décharge; les opérateurs sur le terrain n'étaient pas en mesure d'utiliser des postes radio. L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 17 août, vers 0 h 58.

Indian Point 3. La centrale Indian Point 3 est située à 24 milles au nord de la ville de New York, sur la rivière Hudson; avant l'événement, elle produisait environ 1 010 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause de la perte d'une pompe primaire qui s'est arrêtée parce que les fluctuations de la fréquence de l'omnibus auxiliaire ont excité le relais de sous-fréquence, qui empêche un débit de caloporteur insuffisant dans le cœur du réacteur. Le signal de protection résultant a arrêté le réacteur, ce qui a provoqué l'arrêt de la turbine et de l'alternateur.

L'omnibus auxiliaire a subi la sous-fréquence à cause des fluctuations sur le réseau. Tous les omnibus auxiliaires de la centrale ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sûreté ont été remis sous tension au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau-événement rare, a eu lieu vers 16 h 23 à cause de la perte de l'alimentation externe pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie le 14 août, vers 20 h 12. Les problèmes d'équipement suivants ont été observés : une soupape de sûreté du générateur de vapeur s'est ouverte en deçà de sa valeur de consigne et a collé; la perte de l'air d'instrumentation, y compris le non-démarrage du compresseur de secours à moteur diesel et la défaillance du circuit d'azote de secours, a donné lieu à la commande manuelle des soupapes de mise à l'air libre, et les pompes EAA ont dû être immobilisées pour empêcher la suralimentation des générateurs de vapeur; un fusible sauté d'un chargeur de batterie a occasionné une décharge de batterie prolongée; une épissure de câble du mécanisme d'entraînement des barres de commande a cédé, et il y avait des indications de résistance élevée sur le disjoncteur 1 de 345 kV. Ces problèmes ont dû être réglés avant le redémarrage, qui se trouvait être retardé. L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 22 août, vers 5 h 03.

Nine Mile 1. La centrale Nine Mile 1 est située à six milles au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 600 MWe. Le réacteur s'est arrêté à la suite de l'arrêt de la turbine. La turbine s'est arrêtée à cause d'un signal de protection contre une charge légère (qui protège la turbine contre la perte de la charge électrique), à la suite des fluctuations sur le réseau. L'arrêt de la turbine a causé la fermeture rapide des vannes de commande de turbine, ce qui a produit un signal d'arrêt du réacteur, via les relais d'accélération des vannes de commande. Après un délai de 10 secondes, l'alternateur s'est arrêté à cause du retour de courant.

Les omnibus auxiliaires ont perdu l'alimentation externe. Les omnibus de sûreté ont été mis hors tension et remis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau-événement rare, a eu lieu vers 16 h 35 à cause de la perte de l'alimentation externe pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie le 14 août, vers 23 h 39. Les problèmes de matériel supplémentaires ont été observés : une électrovanne de sectionnement d'eau d'alimentation est tombée en panne « telle quelle » sur perte de la tension, ce qui a produit un

niveau élevé dans le caisson du réacteur; des fusibles des circuits d'alarme incendie ont sauté, ce qui a produit l'isolement de la ventilation de la salle de commande et déclenché des alarmes au tableau d'alarme incendie; les opérateurs ont accusé un retard de plusieurs heures à mettre en service le refroidissement de mise à l'arrêt à cause de l'absence de lignes directrices pour réagir aux conditions particulières de la centrale rencontrées pendant la mise à l'arrêt. L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 18 août, vers 2 h 08.

Nine Mile 2. La centrale Nine Mile 2 est située à six milles au nord-est d'Oswego, dans le nord de l'État de New York, au bord du lac Ontario; avant l'événement, elle produisait environ 1 193 MWe. Le réacteur s'est arrêté d'urgence à cause du fonctionnement des manostats qui ont détecté une basse pression dans le circuit hydraulique qui commande les vannes de commande de turbine. Une basse pression dans ce circuit indique normalement le rejet d'une forte charge, pour lequel on s'attend à un arrêt du réacteur. Dans le cas qui nous occupe, la pression du système était trop basse, parce que le système de commande agissait rapidement sur les vannes de commande de turbine pour régler la vitesse de la turbine qui variait en fonction des fluctuations de la fréquence réseau.

Après l'arrêt du réacteur, plusieurs vannes de commande de niveau du réacteur ne se sont pas remises en position et, comme le circuit d'eau d'alimentation continuait de fonctionner, un niveau d'eau élevé dans le réacteur a causé un arrêt de turbine, qui a causé un arrêt d'alternateur. L'alimentation externe était dégradée mais disponible aux omnibus auxiliaires de la centrale. La tension de l'alimentation externe est tombée au-dessous de la normale, ce qui a eu pour résultat que les omnibus de sûreté ont été mis sous tension automatiquement par les groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau-événement rare, a eu lieu vers 17 h à cause de la perte de l'alimentation externe des omnibus de sûreté pendant plus de 15 minutes. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie le 15 août, vers 1 h 33. Le problème de matériel suivant a été observé : un changeur de prise d'un des transformateurs d'alimentation externe est tombé en panne, ce qui a compliqué le rétablissement d'une des dérivations de l'alimentation externe. L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 17 août, vers 19 h 34.

Oyster Creek. La centrale Oyster Creek est située à neuf milles au sud de Toms River dans le New Jersey, au bord de l'océan Atlantique; avant l'événement, elle produisait environ 629 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause d'un arrêt de turbine. L'arrêt de la turbine résultait d'un arrêt de protection de l'alternateur dû à une surtension/surfréquence. L'arrêt de surtension/surfréquence est une fonction de protection de l'alternateur/du transformateur. À la suite de l'arrêt automatique de la centrale, l'alimentation des omnibus de sûreté et des omnibus auxiliaires de la centrale a été transférée de l'alternateur principal à l'alimentation externe. Mis à part le transitoire de la centrale, aucun problème de matériel ou de fonctionnement n'a pu être attribué directement aux problèmes du réseau.

Après l'arrêt, les opérateurs n'ont pu mettre le sélecteur de mode en mode d'arrêt avant que la pression du collecteur de vapeur principal n'ait atteint sa valeur de consigne d'isolement. La

fermeture subséquente de la vanne de sectionnement du collecteur de vapeur principal a compliqué l'intervention des opérateurs, car le trajet normal de la vapeur vers le condenseur principal était perdu. Les opérateurs ont utilisé les condenseurs d'isolement pour la dissipation de la chaleur de décroissance. L'alimentation externe a continué d'alimenter les omnibus de sûreté et les omnibus auxiliaires de la centrale pendant la durée de l'événement, et les groupes électrogènes diesel de secours n'ont pas démarré. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 17 août, vers 17 h 02.

Perry. La centrale Perry est située à sept milles au nord-est de Painesville, dans le nord de l'Ohio, au bord du lac Érié; avant l'événement, elle produisait environ 1 275 MWe. Le réacteur s'est arrêté à cause d'un signal d'arrêt de fermeture rapide des vannes de commande de la turbine. Le signal d'arrêt de fermeture rapide des vannes de commande de la turbine était causé par un signal d'arrêt de sous-fréquence de l'alternateur qui a arrêté l'alternateur et la turbine et a été déclenché par des fluctuations de la fréquence réseau. Les opérateurs de la centrale ont observé des fluctuations et des pointes de tension au niveau du transformateur principal, et le relais de supervision « alternateur non synchronisé » a été excité à peu près une demi-heure avant l'arrêt. Ce relais de supervision détecte les défauts à la terre sur le réseau, afin d'empêcher qu'un défaut éloigné sur le réseau n'excite un relais « alternateur non synchronisé », ce qui entraînerait un arrêt de l'alternateur. Environ 30 secondes avant l'arrêt, des opérateurs ont observé un certain nombre de pointes sur le voltmètre de l'inducteur de l'alternateur suivies d'une indication dépassant le maximum de l'échelle. Les indicateurs de puissance réactive (Mvars) et de puissance active (MW) présentaient également une indication dépassant le maximum de l'échelle.

Les omnibus de sûreté ont été mis hors tension et ont été remis sous tension automatiquement au moyen des groupes électrogènes diesel de secours. Les systèmes de dissipation de chaleur de décroissance ont maintenu la fonction de refroidissement du combustible du réacteur. Les problèmes de matériel suivants ont été observés : une soupape de dérivation de vapeur s'est ouverte; une pompe du circuit de nettoyage de l'eau irradiée s'est arrêtée; le système de dégagement gazeux s'est isolé, et on a constaté qu'une pompe d'appoint d'eau s'était désamorcée, ce qui a nécessité la mise à l'air libre et le réamorçage de la boucle A du système de dissipation de chaleur résiduelle et du système d'injection de caloporteur basse pression avant que ces systèmes puissent être remis en service. Le titulaire de licence a indiqué qu'il n'a pas déterminé si ces problèmes sont attribuables aux problèmes sur le réseau.

La proclamation de l'état d'urgence de plus bas niveau-événement rare, a eu lieu vers 16 h 10 à cause de la perte de l'alimentation externe. L'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie le 14 août, vers 18 h 13. L'alternateur principal a été reconnecté au réseau le 21 août, vers 23 h 15. Après le redémarrage de la centrale, un essai de surveillance a indiqué un problème avec un des groupes électrogènes diesel de secours. Une inspection spéciale par la NRC est en cours pour vérifier le fonctionnement du groupe électrogène diesel de secours et du système d'appoint d'eau.

Centrales nucléaires ayant connu un transitoire considérable

La perturbation électrique du 14 août a eu une incidence considérable sur sept centrales qui continuaient à être connectées au réseau. Aux fins de la présente étude, « incidence considérable » veut dire que ces centrales ont effectué des ajustements considérables en fonction de la charge qui ont donné lieu à la dérivation de vapeur du turbo-alternateur, à l'ouverture de soupapes de sûreté, ou nécessité le démarrage automatique des groupes électrogènes diesel de secours locaux à cause d'une tension trop basse.

Centrales nucléaires ayant connu un transitoire peu important

Soixante-quatre centrales nucléaires ont connu des transitoires peu importants causés par des perturbations mineures du réseau. Ces centrales ont pu réagir aux perturbations au moyen des systèmes de commande normaux. Des exemples de ces transitoires comprennent des variations de la charge de quelques mégawatts ou des variations de la fréquence de quelques dixièmes de hertz.

Centrales nucléaires n'ayant connu aucun transitoire

Vingt-quatre centrales nucléaires n'ont connu aucun transitoire et n'ont à toute fin pratique détecté aucune perturbation sur le réseau ou étaient à l'arrêt au moment du transitoire.

Observations générales basées sur les constatations de la phase I

Le SGN n'a trouvé aucune évidence que l'arrêt de centrales nucléaires américaines ait déclenché la panne ou ait contribué indûment (c.-à-d. outre l'arrêt normal anticipé des centrales dans de telles conditions) à la propagation de cette panne. La présente étude n'a identifié aucun problème de fonctionnement ou de matériel qui semble avoir causé le transitoire du 14 août 2003. Les neuf centrales qui ont subi un arrêt automatique du réacteur réagissaient aux conditions du réseau. La sévérité du transitoire a fait en sorte que les alternateurs, les turbines ou les systèmes de réacteur ont atteint un seuil de protection et ont déclenché l'arrêt des centrales.

Les neuf centrales se sont arrêtées à la suite de ces conditions d'une manière conforme à la conception des centrales et en toute sécurité. Les fonctions de sûreté ont été exécutées efficacement avec peu de problèmes, et les centrales ont été maintenues dans une condition d'arrêt sûre jusqu'à leur redémarrage. Les centrales Fermi 2, Nine Mile 1, Oyster Creek et Perry ont été arrêtées par des fonctions de protection des turbines et des alternateurs. Les centrales FitzPatrick, Ginna, Indian Point 2 et 3, et Nine Mile 2 ont été arrêtées par des fonctions de protection du réacteur.

Pendant la panne d'électricité, neuf centrales ont fait appel à leurs groupes électrogènes diesel de secours pour alimenter leurs omnibus de sûreté. L'alimentation externe des omnibus de sûreté a été rétablie après que le réseau avait été remis sous tension et que les opérateurs de centrale, de concert avec les opérateurs de réseau de transport, avaient décidé que le réseau était stable. Bien que la centrale Oyster Creek se soit arrêtée, l'alimentation externe de ses omnibus de sûreté n'a

jamais été perdue, et les groupes électrogènes diesel de secours n'ont pas démarré et ce, à juste titre. Une autre centrale, Davis-Besse, était déjà à l'arrêt, mais a perdu l'alimentation des omnibus associés à la sûreté. Ses groupes électrogènes diesel de secours ont démarré et ont alimenté les omnibus de sûreté tel que prévu.

Quant aux huit autres centrales arrêtées et à la centrale Davis-Besse (qui était déjà arrêtée avant les événements du 14 août), l'alimentation externe d'au moins un des omnibus de sûreté a été rétablie après un délai allant d'environ 2 à environ 14 heures, la moyenne étant d'environ 7 heures. Bien que la centrale Ginna n'ait pas perdu l'alimentation externe, les opérateurs ont estimé que l'alimentation externe était instable et ont transféré l'alimentation des omnibus de sûreté aux groupes électrogènes diesel de secours. La phase II des activités du Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant en abordera les implications et élaborera des recommandations pour des améliorations futures.

La reprise par les titulaires de licence de la production d'électricité suit un processus délibéré commandé par les procédures de la centrale et les règlements de la NRC. Les centrales Ginna, Indian Point 2, Nine Mile 2 et Oyster Creek ont repris la production d'électricité le 17 août; les centrales FitzPatrick et Nine Mile 1, le 18 août; la centrale Fermi 2, le 20 août; la centrale Perry, le 21 août; et la centrale Indian Point 3, le 22 août. La centrale Indian Point 3 avait des problèmes de matériel (épissures défectueuses dans le circuit d'alimentation du mécanisme d'entraînement des barres de commande) qui ont nécessité des réparations avant le redémarrage. La centrale Ginna a soumis à la NRC une demande spéciale de mise en application discrétionnaire pour permettre des changements de mode et le redémarrage en présence d'une pompe à eau d'alimentation auxiliaire inutilisable. La NRC a accordé cette demande.

Conclusions du Sous-groupe sur le nucléaire canadien

Résumé

L'après-midi du 14 août 2003, une panne d'électricité généralisée a touché le sud de l'Ontario et le nord-est des États-Unis. Onze centrales nucléaires en Ontario qui fonctionnaient à puissance élevée au moment de la panne ont automatiquement cessé de fonctionner à cause de la perturbation du réseau, ou ont automatiquement réduit leur puissance en attendant le rétablissement du réseau. Par ailleurs, la centrale nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick a dû réduire sa production d'électricité pendant une brève période.

Le Sous-groupe sur le nucléaire canadien a reçu le mandat suivant : examiner la chronologie des événements pour chaque centrale nucléaire canadienne; déterminer si un ou plusieurs événements ont causé la panne de courant ou y ont contribué; évaluer tout problème potentiel de sûreté découlant de la panne; évaluer l'effet, sur la sûreté et la fiabilité du réseau, des paramètres de conception des centrales nucléaires, de leurs procédures d'exploitation et des exigences réglementaires connexes; évaluer l'impact de l'intervention des organismes de réglementation et de leurs décisions.

En Ontario, onze réacteurs nucléaires fonctionnaient et alimentaient le réseau au moment de la panne, soit quatre à la centrale de Bruce B, quatre à la centrale de Darlington et trois à la centrale

de Pickering B. De ces onze réacteurs, sept ont cessé de fonctionner à la suite de l'événement (soit un à Bruce B, trois à Darlington et trois à Pickering B). Quatre réacteurs (trois à Bruce B et un à Darlington) se sont déconnectés de manière sûre du réseau, mais leur arrêt a été évité et ils ont pu alimenter le réseau ontarien dès que la connexion a été rétablie par l'IMO de l'Ontario.

La centrale de Point Lepreau, d'Énergie Nouveau-Brunswick, a répondu à la perte du réseau en réduisant sa production à 460 MW, puis en revenant à des conditions entièrement stables à 16 h 35 HAE, soit 25 minutes à peine après la panne. Le réseau d'Hydro-Québec (HQ) n'a pas été touché par la panne de courant, et la centrale nucléaire de Gentilly-2, exploitée par Hydro-Québec, a continué de fonctionner normalement.

Après avoir examiné les données d'exploitation de chaque centrale, leur réponse à la panne et l'intervention du personnel d'exploitation pendant la panne, le SGN canadien conclut ce qui suit :

- Aucun des opérateurs de réacteur n'a constaté de signes avant-coureurs de l'effondrement imminent du réseau.
 - Les données de tendance indiquaient des conditions stables jusqu'à quelques minutes avant l'événement.
 - Aucun avertissement préalable n'a été reçu de l'Independent Market Operator (IMO) de l'Ontario.
- Les centrales canadiennes n'ont pas déclenché la panne de courant, ni contribué à sa généralisation. Elles ont plutôt répondu de la manière prévue afin de protéger l'équipement et les systèmes des perturbations du réseau. Les données recueillies par les centrales confirment ce qui suit :
 - Aux réacteurs de Bruce B et Pickering B, les fluctuations de fréquence et/ou de tension réseau ont provoqué la déconnexion automatique des génératrices. Dans le cas des réacteurs qui ont réussi à maintenir opérationnelles les génératrices, la puissance des réacteurs a été automatiquement réduite.
 - À la centrale de Darlington, les oscillations de charge sur le réseau ont provoqué la réduction automatique de puissance des quatre réacteurs. Les génératrices ont par la suite été automatiquement déconnectées du réseau.
 - Trois réacteurs à Bruce B et un réacteur à Darlington ont recommencé à fonctionner à 60 % de leur puissance. Ils ont ensuite pu alimenter le réseau sur les instructions de l'IMO.
 - Trois réacteurs à Bruce B ont été placés dans l'état puissance zéro à chaud, et quatre réacteurs à Pickering B et un réacteur à Bruce B ont été placés dans l'état d'arrêt garanti.
- L'arrêt des réacteurs n'a présenté aucun risque pour la santé et la sûreté des travailleurs et du public.
 - Les systèmes de sûreté automatiques des turbines, des génératrices et des réacteurs ont fonctionné de la manière prévue en réponse à la perte du réseau.
 - Le personnel d'exploitation et la direction des centrales ont suivi les politiques et principes d'exploitation approuvés (PPE), en réponse à la perte du réseau. Les opérateurs et les superviseurs de quart ont, à chaque instant de l'événement, pris des décisions prudentes et appropriées afin de protéger la santé et la sécurité du personnel et de la population.

Le SGN canadien tient à féliciter le personnel d'Ontario Power Generation et de Bruce Power pour leur réaction à la panne de courant. Pendant toute la durée de la panne, le personnel a agi selon les PPE établis et a adopté une approche prudente, appropriée aux circonstances, dans la prise des décisions.

Pendant son examen, le SGN canadien a également constaté les points secondaires suivants :

- Des problèmes d'équipement et des limitations conceptuelles à Pickering B ont réduit temporairement l'efficacité de certaines barrières de sûreté multiples, bien que la défaillance de l'équipement ait été en deçà des objectifs de non-disponibilité prévus dans les PPE approuvés par la CCSN et qui font partie du permis d'Ontario Power Generation (OPG).
- Les PPE existants imposent des contraintes à l'utilisation des barres de compensation en réponse à une réduction rapide de la puissance du réacteur. Même si on avait prévu une plus grande souplesse dans l'utilisation des barres de compensation, cela n'aurait pas empêché l'arrêt des réacteurs, mais certains réacteurs, notamment à Darlington, auraient pu se remettre à fonctionner moins d'une heure après l'événement déclencheur.
- Le courant de provenance extérieure n'a pas été disponible pour des périodes variables, allant d'environ trois heures à Bruce B à environ neuf heures à Pickering A. Malgré la grande priorité assignée par l'IMO à la restauration de l'alimentation des centrales nucléaires, celles-ci ont éprouvé certaines difficultés à obtenir de l'information actualisée sur l'état de la reprise du réseau et la restauration de l'alimentation de Classe IV. Cette information est importante pour la stratégie de réponse d'OPG et de Bruce Power.
- Les approbations réglementaires requises du personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) ont été obtenues rapidement et n'ont pas retardé le redémarrage des réacteurs. Toutefois, le personnel de la CCSN a été incapable d'activer sur-le-champ le Centre des mesures d'urgence de la CCSN en raison de la perte de l'électricité dans les bureaux de l'administration centrale. Par conséquent, il a établi, à partir d'autres endroits, les communications avec les titulaires de permis et la Nuclear Regulatory Commission des États-Unis.

Introduction

Pendant la Phase I, la tâche première du SGN était d'évaluer la réponse des centrales nucléaires à la panne du 14 août 2003. Des données ont été recueillies dans chaque centrale et analysées afin de déterminer les éléments suivants : la cause de la panne; les activités dans les centrales qui auraient pu causer à la panne ou y contribuer; les problèmes de sûreté importants, le cas échéant. Pour obtenir de chaque centrale nucléaire de l'information et des données fiables et comparables, on a élaboré un questionnaire afin d'aider chaque centrale à décrire comment elle a répondu aux transitoires du réseau du 14 août 2003. Au besoin, le SGN a obtenu de l'information additionnelle des autres sous-groupes (électricité et sûreté).

Les données d'exploitation de chaque centrale ont été comparées aux spécifications de conception des centrales afin de déterminer si les centrales avaient réagi de la manière prévue. D'après les réponses initiales des centrales au questionnaire, des questions supplémentaires ont été élaborées afin, au besoin, de clarifier davantage certains points. L'Ontario Power Generation

et Bruce Power ont fourni de l'information supplémentaire sur les caractéristiques de conception des centrales nucléaires ontariennes. Le SGN a également consulté des spécialistes du domaine, dont le personnel de la CCSN, afin de valider les réponses au questionnaire et d'en assurer une interprétation uniforme.

Caractéristiques de conception, d'exploitation et de protection des centrales nucléaires CANDU

Il y a vingt-deux réacteurs nucléaires CANDU au Canada. Vingt sont situés en Ontario dans cinq centrales multiréacteurs, soit les centrales de Pickering A et Pickering B dans la municipalité de Pickering, la centrale de Darlington située dans la municipalité de Clarington, ainsi que les centrales de Bruce A et Bruce B situées près de Kincardine. Les deux autres sont des centrales CANDU monoréacteur : celle de Gentilly-2 à Bécancour (Québec) et celle de Point Lepreau (Nouveau-Brunswick).

À la différence des réacteurs à eau sous pression (REP) utilisés aux États-Unis, qui emploient de l'uranium enrichi et de l'eau ordinaire comme caloporteur-modérateur, le tout étant logé dans un seul appareil sous pression de grandes dimensions, un réacteur CANDU consomme du combustible fabriqué à partir d'uranium naturel, et de l'eau lourde comme caloporteur et modérateur. Le combustible et l'eau lourde pressurisée servant de caloporteur sont contenus dans des tubes de force, dont le nombre est compris entre 380 et 480, logés dans une calandre contenant l'eau lourde sous basse pression, qui sert de modérateur. La chaleur dégagée par le combustible est extraite par le caloporteur (eau lourde) qui circule dans les tubes de force, puis jusqu'aux chaudières pour produire de la vapeur à partir d'eau déminéralisée.

Bien que l'utilisation de combustible d'uranium naturel offre d'importants avantages aux points de vue sûreté et coûts d'exploitation, elle restreint la capacité des réacteurs CANDU d'être remis en service après une importante réduction de puissance. En particulier, la réactivité plus faible du combustible à base d'uranium naturel signifie que les réacteurs CANDU sont conçus pour fonctionner avec un faible nombre de barres de contrôle (appelées « barres de compensation ») qui ne peuvent absorber une réduction de puissance que jusqu'à 60 %. Si la réduction de puissance est plus importante, le réacteur deviendra « empoisonné » et ne pourra pas redevenir « critique » pendant au moins deux jours après la réduction de puissance. À l'opposé, l'utilisation d'un combustible enrichi permet à un réacteur REP type de fonctionner avec un nombre important de barres de contrôle que l'on peut retirer pour absorber une réduction de puissance pouvant être totale.

Toutefois, une caractéristique unique de certaines centrales CANDU, notamment les centrales de Bruce B et de Darlington, est leur capacité de maintenir le réacteur à 60 % de leur pleine puissance si la génératrice vient à se déconnecter du réseau, et de maintenir cet état de « préparation » si nécessaire pendant plusieurs jours. Une fois reconnecté au réseau, le réacteur peut être chargé à 60 % de sa pleine puissance en quelques minutes, et retrouver sa pleine puissance en vingt-quatre heures.

Comme tous les autres réacteurs nucléaires, les réacteurs CANDU fonctionnent normalement à pleine capacité en continu, sauf pour les périodes de maintenance et d'inspection. Même s'ils constituent une source stable de production électrique de base, ils ne peuvent toutefois pas

fournir une quantité additionnelle appréciable de courant en réponse à une augmentation soudaine de la demande. Les centrales nucléaires CANDU ne sont pas conçues pour « redémarrer à froid ». En d'autres mots, elles ne sont pas conçues pour fonctionner en l'absence de courant provenant du réseau.

Systèmes de distribution électrique

Les systèmes de distribution électrique dans les centrales nucléaires sont conçus pour répondre aux exigences élevées de sûreté et de fiabilité des systèmes nucléaires. À cette fin, on a recours à diverses techniques : agencement souple des systèmes d'omnibus, installation d'une capacité élevée de production électrique d'appoint, redondance abondante de l'équipement.

Quand une alimentation continue est requise, le courant provient soit de batteries (pour l'alimentation CC en continu, Classe I) ou à partir de convertisseurs (pour l'alimentation CA en continu, Classe II). Le courant alternatif de l'équipement de sûreté qui peut accepter de brèves interruptions (de l'ordre de cinq minutes) est fourni par une alimentation de Classe III. Celle-ci est essentiellement fournie par une alimentation de Classe IV. Quand l'alimentation de Classe IV n'est plus disponible, les génératrices d'appoint sont mises en marche automatiquement et les charges déclenchant les mécanismes de sûreté sont détectées dans les cinq minutes suivant la perte de l'alimentation de Classe IV.

L'alimentation de Classe IV alimente en CA l'équipement et les systèmes du réacteur qui peuvent accepter des interruptions plus longues d'alimentation. L'alimentation de Classe IV peut être fournie soit par la génératrice au moyen d'un transformateur, soit à partir du réseau par un autre transformateur. L'alimentation de Classe IV n'est pas requise pour l'arrêt sûr des réacteurs.

Outre les quatre classes d'alimentation décrites ci-dessus, il existe une source additionnelle d'alimentation, soit l'alimentation électrique de secours (EPS, de l'anglais *Emergency Power System*). L'EPS est un système d'alimentation séparé comportant sa propre unité de production d'électricité sur place et comprenant des systèmes de distribution CA et CC dont l'alimentation est normalement de Classe III. Le système EPS alimente des charges de sûreté spécifiques à la suite d'incidents communs, comme les événements sismiques.

Caractéristiques de protection des centrales nucléaires CANDU

Les réacteurs CANDU sont habituellement pourvus de deux systèmes séparés, indépendants et différents, pour l'arrêt du réacteur, dans l'éventualité d'un accident ou de transitoires sur le réseau. Le Système d'arrêt d'urgence 1 (SAU#1) consiste à utiliser un grand nombre de barres de cadmium que l'on insère dans le cœur afin de diminuer le niveau de puissance par absorption de neutrons. Le Système d'arrêt d'urgence 2 (SAU#2) consiste à injecter sous haute pression du nitrate de gadolinium dans le modérateur basse pression afin de diminuer le niveau de puissance par absorption de neutrons. Bien que la centrale de Pickering A ne dispose pas d'un SAU#2 entièrement indépendant, elle est néanmoins pourvue d'un deuxième mécanisme d'arrêt, nommé la purge rapide du modérateur hors de la calandre. Cette purge réduit grandement la

cadence de fission nucléaire, ce qui diminue la puissance du réacteur. En outre, des circuits déclencheurs additionnels et des barres d'arrêt ont récemment été ajoutés au réacteur 4 de Pickering A (système d'arrêt d'urgence amélioré, ou SAU-E). Les deux systèmes SAU#1 et SAU#2 sont capables de réduire la puissance du réacteur de 100 % à environ 2 % en quelques secondes suivant le déclenchement.

Caractéristiques d'évacuation de la chaleur produite par le combustible dans les centrales CANDU

Après la perte d'alimentation de Classe IV et l'arrêt du réacteur par l'activation des mécanismes SAU#1 et/ou SAU#2, une quantité importante de chaleur continue d'être générée dans le combustible du réacteur, à cause de la désintégration des produits de fission. La philosophie de conception des réacteurs CANDU consiste à assurer une défense en profondeur dans les systèmes d'évacuation de la chaleur.

Juste après le déclenchement des SAU et avant la restauration de l'alimentation de Classe III, la chaleur continuera d'être évacuée du cœur du réacteur par circulation naturelle du fluide caloporteur dans le circuit principal du système caloporteur, après la purge des pompes principales du caloporteur (tout d'abord par thermosiphon, puis par écoulement induit par flottabilité intermittente). La chaleur sera rejetée du circuit secondaire des générateurs de vapeur, via les soupapes d'évacuation de la vapeur dans l'atmosphère. Ce mode de fonctionnement peut être maintenu pendant plusieurs jours avec un appoint d'eau d'alimentation fourni aux générateurs de vapeur au moyen des pompes d'alimentation des générateurs de vapeur auxiliaires à alimentation de Classe III.

Si le circuit auxiliaire d'eau d'alimentation n'est plus disponible, deux autres systèmes, dont le courant provient du système EPS, alimentent en eau les générateurs de vapeur, nommément le système de refroidissement d'urgence des générateurs de vapeur et le système d'eau de service d'urgence. Le combustible est refroidi par un mécanisme distinct et indépendant de circulation forcée utilisant le système de refroidissement d'arrêt avec alimentation de Classe III. L'évacuation de la chaleur, vers les échangeurs de chaleur du circuit de refroidissement d'arrêt se fait par les composants du système d'eau de service à alimentation de Classe III.

Réponse des réacteurs CANDU à la perte du réseau

Réponse à la perte du réseau

En cas de déconnexion du réseau, l'alimentation requise pour l'arrêt sûr d'un réacteur et le maintien des systèmes essentiels sera fournie par des batteries et des génératrices d'appoint. La réponse spécifique d'un réacteur à la suite de sa déconnexion du réseau dépendra des caractéristiques propres du réacteur et de son état au moment de la panne.

Réacteur à la puissance de 60 % : Tous les réacteurs CANDU sont conçus pour fonctionner à 60 % de leur pleine puissance après la perte du courant de provenance extérieure. Ils peuvent fonctionner à ce niveau en autant que les chaudières puissent fournir de l'eau déminéralisée. Aux centrales de Darlington et de Bruce B, la vapeur peut être acheminée vers les condenseurs et

recirculée vers les chaudières. À Pickering A et à Pickering B, la vapeur excédentaire est rejetée dans l'atmosphère, et donc la durée de fonctionnement dépend du stock disponible d'eau déminéralisée.

Réacteur à la puissance de 0 %, à l'état chaud : Pour passer sans problème de 100 % à 60 % de puissance, plusieurs systèmes doivent réagir correctement et le fonctionnement en continu n'est pas garanti. Le risque subsiste que le réacteur s'arrêtera, soit à cause d'une série d'actions prises par les systèmes de contrôle des processus, soit à cause des actions prises par l'un ou l'autre des systèmes d'arrêt.

Si un réacteur s'arrête à la suite d'un rejet de charge, les sources de courant de Classe IV (provenant de la génératrice et du réseau) alimentant ce réacteur ne seront plus disponibles. Les pompes principales du caloporteur se déclencheront, ce qui se traduira par une perte de circulation forcée du caloporteur dans le cœur. La chaleur de désintégration continuera d'être éliminée par circulation naturelle (thermosiphon) vers les chaudières, et la vapeur produite dans celles-ci sera évacuée dans l'atmosphère par les soupapes d'évacuation de la vapeur. Le système caloporteur sera maintenu à une température d'environ 250-265 degrés pendant la phase de thermosiphon. Les génératrices d'appoint démarreront automatiquement et restaureront l'alimentation de Classe III pour les principaux systèmes de sûreté. La circulation forcée dans le système caloporteur sera restaurée, une fois l'alimentation de Classe III ou de Classe IV disponible.

Pendant l'arrêt du réacteur, la désintégration naturelle des produits de fission provoquera l'accumulation temporaire d'éléments absorbants de neutrons, dans le combustible. Si le réacteur n'est pas remis en marche rapidement pour inverser ce processus naturel, le réacteur deviendra « empoisonné ». Une fois empoisonné, le réacteur ne peut pas être ramené en service tant que les produits de fission ne se sont pas davantage désintégrés, processus qui prend d'habitude jusqu'à deux jours.

État d'arrêt garanti (GSS) avec surempoisonnement du réacteur : Si on décèle certains problèmes quand on examine l'état du réacteur après un transitoire important, le personnel d'exploitation refroidira et dépressurisera le réacteur, pour le placer dans l'état d'arrêt garanti (GSS – *Guaranteed Shutdown State*) avec empoisonnement du réacteur, en dissolvant du nitrate de gadolinium dans le modérateur. Le personnel de maintenance s'occupera ensuite de corriger le problème.

Remise en service après une perte du réseau

Nous décrivons dans les paragraphes suivants la remise en service d'un réacteur après l'une des réponses ci-dessus à une perte du réseau. Il faut bien noter que cette description porte sur l'exploitation d'un seul réacteur. Compte tenu de la disponibilité de la main-d'œuvre et de la nécessité de suivre les évolutions de la criticité (p. ex., amener le réacteur d'un état sous-critique à un état critique), il n'est pas toujours possible de remettre plusieurs réacteurs en service en même temps dans les centrales multiréacteurs.

Réacteur à la puissance de 60 % : Dans cet état, le réacteur peut être resynchronisé selon la demande du système, et la puissance être augmentée progressivement jusqu'à sa pleine valeur, sur une période d'environ vingt-quatre heures.

Réacteur à la puissance de 0 %, à l'état chaud : Dans cet état, après environ deux jours d'empoisonnement, la turbine peut de nouveau fonctionner, le réacteur peut être synchronisé et la puissance peut être augmentée jusqu'à valeur élevée sur une période d'environ vingt-quatre heures. Ce délai de remise en marche ne comprend pas le temps requis pour tous travaux de réparation et de maintenance qui peuvent s'avérer nécessaires pendant la panne.

État d'arrêt garanti (GSS) avec surempoisonnement du réacteur : Il faut environ deux jours pour placer le réacteur dans l'état d'arrêt garanti, après son arrêt. Une fois rectifiée la condition qui a requis la mise dans l'état d'arrêt garanti, la remise en service du réacteur consiste à retirer la garantie, à enlever le nitrate de gadolinium par un mécanisme d'échange ionique, à réchauffer le système caloporteur et enfin à synchroniser le réacteur avec le réseau. Ces activités de redémarrage prennent environ quatre jours. En tout, il faut six jours entre l'arrêt et la remise en service du réacteur à partir de l'état d'arrêt garanti, ce délai excluant toute réparation qui peut être requise pendant que le réacteur est dans l'état d'arrêt garanti.

Résumé de la sûreté et de la réponse des centrales nucléaires à la panne de courant de 2003

Quinze réacteurs nucléaires fonctionnaient au Canada dans l'après-midi du 14 août 2003 : treize en Ontario, un au Québec et un au Nouveau-Brunswick. Des treize réacteurs ontariens qui étaient dans l'état critique au moment de la panne, onze fonctionnaient à pleine puissance ou tout près, et deux à faible puissance (le réacteur 7 de Pickering B et le réacteur 4 de Pickering A). Les treize réacteurs ontariens ont tous été déconnectés du réseau à la suite des perturbations constatées sur celui-ci. Sept des onze réacteurs qui fonctionnaient à puissance élevée ont cessé de fonctionner, tandis que les quatre autres fonctionnaient d'une manière planifiée qui leur ont permis de demeurer disponibles pour être reconnectés au réseau à la demande de l'IMO de l'Ontario. Des deux réacteurs ontariens qui fonctionnaient à faible puissance, le réacteur 4 de Pickering A a déclenché automatiquement ses systèmes de sûreté, et ceux du réacteur 7 de Pickering B ont été déclenchés manuellement, puis le réacteur a été arrêté. En outre, la centrale nucléaire de Point Lepreau, d'Énergie Nouveau-Brunswick, a connu un transitoire, ce qui s'est traduit par une réduction de sa puissance. La centrale nucléaire Gentilly-2 d'Hydro-Québec a continué de fonctionner normalement, car le réseau d'Hydro-Québec n'a pas été touché par la panne réseau.

Centrales nucléaires canadiennes ayant connu des transitoires importants

Centrale nucléaire de Pickering. La centrale nucléaire de Pickering est située à Pickering (Ontario), sur les rives du lac Ontario, 30 kilomètres à l'est de Toronto, et elle compte huit réacteurs nucléaires, chacun pouvant fournir 515 MW au réseau. Trois des quatre réacteurs de la centrale Pickering A (réacteurs 1 à 3) sont à l'arrêt depuis la fin de 1997. Le réacteur 4 a été remis en marche plus tôt cette année, après une remise à neuf importante, et il était en cours de mise en service au moment de la panne. À la centrale de Pickering B, trois réacteurs

fonctionnaient à 100 % ou tout près juste avant l'événement, et le réacteur 7 était en cours de démarrage après une mise hors service planifiée pour travaux de maintenance.

Pickering A. Au moment de la panne, le réacteur 4 de Pickering A était en phase de mise en service et fonctionnait à 12 % de sa puissance, en vue d'être synchronisé au réseau. Le réacteur a automatiquement déclenché le SAU#1, en raison d'un faible débit du caloporteur, alors que les pompes principales du circuit caloporteur se sont arrêtées à cause de la perte d'alimentation de Classe IV. La décision fut alors prise de placer le réacteur 4 dans l'état d'arrêt garanti. Ce réacteur a été synchronisé au réseau le 20 août 2003.

Pickering B. Le système d'excitation des génératrices du réacteur 5 est passé en contrôle manuel en raison des importantes oscillations de tension sur le réseau à 16 h 10 HAE, puis les systèmes de sûreté ont été déclenchés à cause d'une perte d'excitation à peu près une seconde plus tard (avant l'effondrement de fréquence sur le réseau). En réponse au déclenchement des génératrices, les omnibus de Classe IV ont passé au transformateur du système et le réacteur a effectué une baisse contrôlée de puissance. En raison de l'effondrement de fréquence sur le réseau, le transformateur de service du système s'est déconnecté du réseau, ce qui s'est traduit par une perte totale de l'alimentation de Classe IV. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU#1 en raison d'un flux brut faible, suivi d'un déclenchement du SAU#2 en raison d'une différence de pression faible dans le cœur.

Le système d'excitation de la génératrice du réacteur 6 est également passé en contrôle manuel à 16 h 10 HAE, en raison des importantes oscillations de tension sur le réseau, et la génératrice est demeurée connectée au réseau en mode de commande manuelle de la tension. Environ 65 secondes après le début de la panne, la sous-fréquence sur le réseau a causé le transfert de tous les omnibus de Classe IV au transformateur de service de la génératrice. Dix secondes plus tard, la génératrice s'est séparée du réseau. Cinq secondes plus tard, la génératrice a déclenché sur une perte d'excitation, ce qui a provoqué la perte totale de l'alimentation de Classe IV. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU#1 en raison d'un flux brut faible, suivi du déclenchement du SAU#2 en raison d'une différence de pression faible dans le cœur.

Le réacteur 7 était en phase de remise de service, après un arrêt prévu pour travaux de maintenance, et il était rendu à 0,9 % de sa puissance au moment de la panne. Le réacteur n'a pas été déclenché manuellement après la perte d'alimentation de Classe IV, conformément aux procédures, et il a été ramené à l'état d'arrêt garanti.

Le réacteur 8 a automatiquement effectué une baisse contrôlée de la puissance, dès le rejet de la charge. Cette baisse se serait normalement terminée à 20 % de la puissance, mais elle s'est poursuivie jusqu'à 2 %, en raison du faible niveau dans les chaudières. Le réacteur a subséquemment déclenché le SAU#1 en raison d'une pression faible dans les conduites d'alimentation de la chaudière, à cause d'un appariement incorrect de puissance entre le réacteur et la turbine.

Les problèmes suivants d'équipement ont été constatés :

- À Pickering, les pompes du système d'injection de fluide de refroidissement d'urgence haute pression (HPECIS, de l'anglais *High Pressure Emergency Coolant Injection System*) sont conçues pour fonctionner avec du courant de Classe IV. En raison de l'arrêt de tous les réacteurs, les systèmes HPECIS à Pickering A et à Pickering B ont été inutilisables pendant environ 5,5 heures. (Le permis d'exploitation des centrales de Pickering A et B permet la non-disponibilité du système HPECIS pour une période d'au plus 8 heures par année. Il s'agissait de la première non-disponibilité de l'année.)
- En outre, la restauration du système d'eau de service haute pression d'urgence pour tous les réacteurs de Pickering B a été retardée en raison de la faible pression d'aspiration sur les pompes de ce système. Les opérateurs ont dû intervenir manuellement pour remettre en service quelques-unes des pompes.

Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau selon la chronologie suivante :

- Réacteur 8 – 22 août 2003
- Réacteur 5 – 23 août 2003
- Réacteur 6 – 25 août 2003
- Réacteur 7 – 29 août 2003

Centrale nucléaire de Darlington. La centrale nucléaire de Darlington, située sur les rives du lac Ontario dans la municipalité de Clarington, 70 kilomètres à l'est de Toronto, compte quatre réacteurs. Le permis d'exploitation des quatre réacteurs leur permet de fonctionner à 100 % de leur pleine puissance, et chaque réacteur peut fournir environ 880 MW au réseau.

Le réacteur 1 a automatiquement effectué un recul rapide à 60 % de sa puissance, dès le rejet de charge à 16 h 12 HAE. L'approbation par le superviseur de quart de retirer automatiquement les barres de compensation n'a pu être accordée en raison du peu de temps dont il disposait pour effectuer la vérification des systèmes, conformément à la procédure. La baisse de pression de la vapeur et de fréquence des turbines a ensuite requis le déclenchement manuel du SAU#1 du réacteur, selon la procédure en cas de perte d'alimentation de Classe IV. Ce déclenchement s'est produit à 16 h 24 HAE, et a été suivi du déclenchement manuel des turbines en raison de préoccupations au sujet de la sous-fréquence.

Tout comme le réacteur 1, le réacteur 2 a automatiquement effectué un recul rapide de puissance dès le rejet de charge à 16 h 12 HAE. Ici encore, le superviseur de quart n'a pas eu suffisamment de temps pour terminer la vérification des systèmes, et il a été confronté à une diminution de la pression de vapeur et de la fréquence des turbines. La décision fut prise alors d'arrêter le réacteur 2. À cause de la sous-fréquence du courant alimentant les pompes principales du circuit caloporteur primaire, on a déclenché manuellement les systèmes de protection de la turbine, ce qui a provoqué le déclenchement du SAU#1 à 16 h 28 HAE.

Le réacteur 3 a enregistré un rejet de charge à 16 h 12 HAE, et pendant la phase de recul rapide de la puissance, le réacteur 3 a été en mesure de poursuivre son fonctionnement, la vapeur étant

dirigée vers les condenseurs. Une fois terminées les vérifications des systèmes, l'approbation de placer les barres de compensation en mode automatique a été obtenue à temps pour ramener le réacteur à 59 % de sa puissance. Le réacteur a pu être resynchronisé avec le réseau.

Le réacteur 4 a enregistré un rejet de charge à 16 h 12 HAE, et il a fallu déclencher manuellement le SAU#1 de la turbine, en raison de la perte de l'alimentation sur l'omnibus de Classe II. Cet événement a été suivi du déclenchement manuel de la turbine.

Les problèmes d'équipement suivants ont été constatés : Le déclenchement du convertisseur de l'alimentation de Classe II du réacteur 4, sur l'omnibus A3, et la perte subséquente des charges critiques ont empêché la reprise du réacteur. L'alimentation de l'omnibus B135 du système d'alimentation d'urgence du réacteur a été perdue jusqu'à ce que l'alimentation de Classe III soit restaurée. (Le remplacement prévu de la batterie d'accumulateurs B135 était en cours au moment de la panne.)

Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau selon la chronologie suivante :

- Réacteur 3 – 22 h 00 HAE, 14 août 2003
- Réacteur 2 – 17 août 2003
- Réacteur 1 – 18 août 2003
- Réacteur 4 – 18 août 2003

Bruce Power. La centrale Bruce, située sur la rive est du lac Huron entre Kincardine et Port Elgin, en Ontario, compte huit réacteurs. Les réacteurs 5 à 8 peuvent chacun produire 840 MW. Ces réacteurs fonctionnent actuellement à 90 % de leur pleine puissance, en raison des conditions imposées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) dans leur permis. Les réacteurs 1 à 4 étaient à l'arrêt depuis le 31 décembre 1997. Les réacteurs 3 et 4 étaient en phase de remise en service.

Bruce A. Bien que ces réacteurs étaient dans l'état d'arrêt garanti, leurs systèmes de sûreté ont été déclenchés manuellement, conformément aux procédures d'exploitation. Le SAU#1 a été déclenché manuellement sur les réacteurs 3 et 4, conformément aux procédures en cas de perte d'alimentation de Classe IV. Une fois l'alimentation de la centrale stabilisée, le SAU#1 a été réenclenché sur les deux réacteurs. Le système de transfert d'urgence a fonctionné de manière prévue, les génératrices d'appoint de Classe III assurant les charges électriques de la centrale. Les génératrices diesel qualifiées, récemment installées, ont reçu un signal de mise en marche et étaient disponibles pour fournir les charges d'urgence, le cas échéant.

Bruce B. Les réacteurs 5, 6, 7 et 8 ont connu un rejet de production initial et les quatre réacteurs sont subséquemment passés en mode de recul rapide de la puissance. Toutes les génératrices se sont séparées du réseau en raison d'une sous-fréquence, à 16 h 12 HAE. Les réacteurs 5, 7 et 8 ont fonctionné à 60 % de leur pleine puissance et étaient immédiatement disponibles pour être reconnectés au réseau.

Même si le réacteur 6 a initialement survécu à la perte du réseau, son SAU#1 a été déclenché à cause d'une marge insuffisante de neutrons par rapport à la puissance (NOP, de l'anglais *Neutron Over Power*). Cet événement s'est produit pendant le retrait du bloc 3 des barres de

compensation, afin de compenser le transitoire de xénon, ce qui s'est traduit par la perte d'alimentation de Classe IV.

Les problèmes d'équipement suivants ont été relevés :

- on a constaté le 13 août 2003 qu'une barre de compensation du réacteur 6 ne fonctionnait pas correctement;
- le réacteur 6 a enregistré une fuite sur la canalisation d'eau de recirculation haute pression, ainsi qu'une perte dans la boucle d'eau déminéralisée en circuit fermé, alimentant le système d'alimentation en eau d'urgence.

Les réacteurs ont été synchronisés avec le réseau selon la chronologie suivante :

- Réacteur 8 – 19 h 14 HAE, 14 août 2003
- Réacteur 5 – 21 h 04 HAE, 14 août 2003
- Réacteur 7 – 21 h 14 HAE, 14 août 2003
- Le réacteur 6 a été resynchronisé à 2 h 03 HAE le 23 août 2003, après des travaux de maintenance.

La centrale nucléaire de Point Lepreau. La centrale nucléaire de Point Lepreau est située sur les rives de la Baie de Fundy, sur la péninsule Lepreau, à 40 kilomètres au sud-ouest de Saint John (Nouveau-Brunswick). La centrale de Point Lepreau compte un seul réacteur CANDU 6, dont la puissance brute nominale est de 680 MW. Elle appartient à Énergie Nouveau-Brunswick, qui en est l'opérateur.

La centrale de Point Lepreau fonctionnait à 91,5 % de sa pleine puissance (610 MW, puissance électrique) au moment de la panne. Quand celle-ci est survenue, le réacteur a répondu aux variations de la fréquence réseau selon ce qui était prévu. L'impact net a été un fléchissement à court terme de la puissance produite, de 140 MW, la puissance du réacteur demeurant constante et l'énergie thermique excédentaire étant rejetée par l'intermédiaire des soupapes d'évacuation de vapeur du réacteur. Pendant les 25 secondes qu'a duré l'événement, le stabilisateur du réacteur a fonctionné à maintes reprises pour amortir les oscillations de vitesse de la turbogénératrice qui avaient été provoquées par les variations de fréquence réseau. Moins de 25 minutes après le début de l'événement, la turbogénératrice était rechargée à 610 MW. Compte tenu de la nature de la panne, il n'y a eu aucune observation imprévue sur le réseau d'Énergie Nouveau-Brunswick ou à la centrale de Point Lepreau, pendant le transitoire qui a suivi.

Centrales nucléaires canadiennes n'ayant pas connu de transitoire

Centrale nucléaire de Gentilly-2. Hydro-Québec possède et exploite la centrale nucléaire de Gentilly-2, située sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, devant la ville de Trois-Rivières (Québec). La centrale de Gentilly-2 peut fournir environ 675 MW au réseau d'Hydro-Québec. Le réseau d'Hydro-Québec n'a pas été touché par la panne de courant, et la centrale Gentilly-2 a continué de fonctionner normalement.

Observations générales basées sur les conclusions de la Phase I

Après examen des données fournies par les centrales nucléaires canadiennes, le Sous-groupe sur le nucléaire conclut ce qui suit :

- Aucun des opérateurs de réacteur n'a constaté de signes avant-coureurs de l'effondrement imminent du réseau.
- Les centrales canadiennes n'ont pas déclenché la panne de courant, ni contribué à sa généralisation.
- L'arrêt simultané de plusieurs réacteurs n'a présenté aucun risque pour la santé et la sûreté des travailleurs et du public. Les systèmes automatiques de sûreté des turbogénérateurs et des réacteurs ont fonctionné de la manière prévue. (Voir le tableau 7.2 qui présente un résumé de la chronologie des événements ayant mené à l'arrêt des centrales).

Le SGN a également constaté les problèmes secondaires suivants :

- Des problèmes d'équipement et des limitations conceptuelles à Pickering B ont réduit temporairement l'efficacité de certaines barrières de sûreté multiples, bien que la défaillance de l'équipement ait été en deçà des objectifs de non-disponibilité prévus dans les PPE approuvés par la CCSN et qui font partie du permis d'OPG.
- Les PPE existants imposent des contraintes à l'utilisation des barres de compensation, en réponse aux événements nécessitant une réduction rapide de la puissance du réacteur. Même si on avait prévu une plus grande souplesse dans l'utilisation des barres de compensation, cela n'aurait pas empêché l'arrêt des réacteurs, mais certains réacteurs, notamment à Darlington, auraient pu se remettre à fonctionner moins d'une heure après l'événement déclencheur.
- Le courant de provenance extérieure n'a pas été disponible pour des périodes variables, allant d'environ trois heures à Bruce B à environ neuf heures à Pickering A. Malgré la grande priorité assignée par l'IMO à la restauration de l'alimentation des centrales nucléaires, celles-ci ont éprouvé certaines difficultés à obtenir de l'information actualisée sur l'état de la reprise du réseau et la restauration de l'alimentation de Classe IV. Cette information est importante pour la stratégie de réponse d'OPG et de Bruce Power.
- Les approbations réglementaires requises du personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) ont été obtenues rapidement et n'ont pas retardé le redémarrage des réacteurs. Toutefois, le personnel de la CCSN a été incapable d'activer sur-le-champ le Centre des mesures d'urgence de la CCSN en raison de la perte de l'électricité aux bureaux de l'administration centrale. Par conséquent, il a établi, à partir d'autres endroits, les communications avec les titulaires de permis et la Nuclear Regulatory Commission des États-Unis.

Tableau 7.2 Résumé de la chronologie des La centrale nucléaire de Point Lepreau événements ayant mené à l'arrêt des centrales canadiennes

					Réponse à l'événement			
Centrale	Réa c. n ^o	État de fonctionnement au moment de la panne			Recul rapide à 60 % de la puissance · Disponibl e pour alimenter le réseau.	Déclench. de la turbine	Déclench. des systèmes d'arrêt	
		Pleine puiss.	Déma r.	Ne fonctionnai t pas			SAU# 1	SAU# 2
Centrale de Pickering	1			√			*	
	2			√				
	3			√				
	4		√				√	**
	5	√					√	√
	6	√					√	√
	7		√				√	
	8	√					√	
Centrale de Darlington	1	√				√	√	
	2	√				√	√	
	3	√			√			
	4	√				√	√	
Centrale de Bruce Power	1			√				
	2			√				
	3			√			√	
	4			√			√	
	5	√			√			
	6	√					√	
	7	√			√			
	8	√			√			

8. Aspects de sécurité physique et cybernétique de la panne

Sommaire

L'objectif du Sous-groupe sur la sécurité (SGS) consiste à déterminer si un événement cybernétique d'origine malveillante pourrait avoir causé la panne d'électricité du 14 août 2003, ou y avoir contribué d'une façon ou d'une autre. À ce jour, l'analyse ne montre aucune preuve indiquant que des acteurs malveillants auraient été à l'origine de la panne d'électricité, ou encore qu'ils y auraient joué un rôle. Le SGS prend acte des rapports mentionnant qu'Al-Qaeda revendique la responsabilité de la panne d'électricité du 14 août 2003. Cependant, ces revendications ne correspondent pas aux constatations actuelles du SGS. De plus, il n'y a aucune preuve ni renseignements qui suggéreraient que des virus et des vers informatiques omniprésents dans Internet durant la panne auraient eu un quelconque impact sur les systèmes de production et de distribution d'électricité.

À ce jour, l'analyse du SGS a mis à jour certaines inquiétudes : une défaillance éventuelle des logiciels d'alarme, des problèmes de liaisons entre le logiciel de commande et d'acquisition de données ainsi que l'absence d'un système ou d'une procédure qui aurait permis à certains opérateurs de bien voir l'état des réseaux d'électricité à l'extérieur de leur contrôle immédiat.

D'autres cueillettes et analyses des données doivent être entreprises par le SGS, dans le but de vérifier les constatations détaillées dans le rapport provisoire et d'étudier plus à fond les aspects de sécurité cybernétique de la panne d'électricité. Le résultat de l'analyse des causes primaires effectuée par le Sous-groupe sur l'électricité servira à décider de la direction que prendra ce travail. Le SGS sur la sécurité étudiera dans une perspective de sécurité les événements cybernétiques importants au fur et à mesure qu'ils seront relevés par le Sous-groupe sur l'électricité.

Mandat et portée du Sous-groupe sur la sécurité

Il est généralement reconnu que la confiance grandissante accordée à la technologie de l'information (TI) par les secteurs des infrastructures essentielles, y compris celui de l'énergie, a augmenté la vulnérabilité de ces systèmes aux perturbations causées par des moyens cybernétiques. La capacité d'exploiter ces vulnérabilités a été démontrée en Amérique du Nord. Le SGS a été établi afin d'examiner les aspects cybernétiques de la panne d'électricité du 14 août 2003. Il est formé d'experts en sécurité physique et cybernétique en provenance des gouvernements des États-Unis et du Canada, des gouvernements des États et des provinces ainsi que d'instances locales. Le SGS a cherché à déterminer le rôle éventuel qu'aurait pu jouer un événement cybernétique malveillant lors de la panne d'électricité du 14 août 2003. Aux fins de son travail, le SGS a défini un « événement cybernétique malveillant » comme étant une manipulation de données, de logiciels ou de matériel à des fins délibérées de perturbation des réseaux de commande et de prise en charge de la production et de la distribution de l'électricité.

Le SGS collabore étroitement avec les services de police, de renseignement et de sécurité intérieure des États-Unis et du Canada en vue de déterminer le rôle possible d'acteurs malveillants dans la panne d'électricité. À ce jour, une des premières activités a été de recueillir

et d'étudier les renseignements disponibles qui pourraient avoir un lien avec la panne d'électricité du 14 août 2003.

Le SGS collabore aussi avec l'industrie de l'énergie dans le but d'étudier les réseaux cybernétiques qui commandent la production et la distribution d'électricité, la sécurité physique des biens cybernétiques, les politiques et les procédures cybernétiques ainsi que le fonctionnement des infrastructures de prise en charge – comme les réseaux de communication et la production d'énergie de secours qui facilitent le fonctionnement normal des ressources cybernétiques – pour déterminer si le fonctionnement de ces réseaux a été touché par une activité malveillante. La cueillette de renseignements à l'égard de ces pistes de recherche se poursuit.

Le SGS coordonne ses efforts avec ceux d'autres sous-groupes, et il y a une grande interdépendance envers les résultats et les constatations de chaque sous-groupe. Son accent initial est mis sur les opérations cybernétiques des entreprises des États-Unis, telles qu'identifiées par le Sous-groupe sur l'électricité, touchées dès les premiers instants de la panne d'électricité. Le résultat de l'analyse du Sous-groupe sur l'électricité servira à cerner les événements clés qui ont pu causer la panne d'électricité ou y contribuer. Le SGS étudiera dans une perspective de sécurité les événements cybernétiques importants au fur et à mesure qu'ils seront cernés. Même en limitant notre analyse aux seules entreprises et entités identifiées par le Sous-groupe sur l'électricité comme pertinentes à l'analyse du SGS, la quantité de renseignements à analyser est considérable.

L'étude des aspects physiques non cybernétiques des infrastructures essentielles, dans le cas de la panne d'électricité du 14 août 2003, ne fait pas partie du mandat du SGS. Néanmoins, si une violation de la sécurité physique non liée aux dimensions cybernétiques des infrastructures est portée à l'attention du SGS au cours des travaux du Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant, il effectuera les analyses nécessaires.

L'analyse des impacts en cascade de la panne de courant sur les autres secteurs des infrastructures essentielles ne fait pas non plus partie du mandat du SGS. Le Bureau de la protection des infrastructures essentielles et de la protection civile (BPIEPC) du Canada et le Department of Homeland Security (DHS) des États-Unis se penchent sur ces problèmes, mais sans les aborder dans le même contexte que le SGS. Le SGS coordonne étroitement ses efforts avec ces organismes.

Sécurité cybernétique dans le secteur de l'électricité

La production et la distribution de l'électricité ont été, et continuent d'être, des cibles pour des groupes et des individus malveillants dont le but est de perturber le réseau. Même des attaques qui ne ciblent pas directement le secteur de l'électricité peuvent avoir des effets perturbateurs sur les opérations des réseaux électriques. Plusieurs codes d'attaque malveillants, en raison de leur nature même, sont non discriminants et ont tendance à interférer avec des opérations prises en charge par des applications vulnérables. Un tel incident est survenu en janvier 2003 lorsque le ver informatique « Slammer » a éteint les ordinateurs de surveillance de la centrale nucléaire de la FirstEnergy Corporation située à Davis-Besse. Un rapport subséquent du North American Electric Reliability Council (NERC) a conclu que l'infection, sans pour autant avoir provoqué une panne d'électricité, a paralysé les commandes de fonctionnement d'autres services d'électricité. Le rapport « NRC Issues Information Notice on Potential of Nuclear Power Plant Network to Worm Infection » figure dans le site Web <http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2003/03-108.html>.

Cet exemple, parmi d'autres, met en évidence la vulnérabilité accrue des secteurs d'infrastructures essentielles de l'Amérique du Nord, y compris le secteur de l'énergie, face à des perturbations cybernétiques. Les réseaux SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) préoccupent particulièrement les gouvernements des États-Unis et du Canada. Ces réseaux utilisent des ordinateurs et des applications qui effectuent un grand nombre de fonctions dans plusieurs industries. Dans les centrales électriques, les réseaux SCADA comprennent la télésurveillance d'état et de commande ainsi que les SGE (Système de gestion d'énergie), les relais de protection et la commande automatique de la production. Les réseaux SCADA ont été mis en œuvre dans le but de maximiser la fonctionnalité et l'interopérabilité, sans porter grande attention à la sécurité cybernétique. Ces réseaux, dont plusieurs ont été conçus pour un fonctionnement isolé, se retrouvent maintenant directement ou indirectement reliés à Internet, pour raisons d'affaires et d'exploitation. Par exemple, dans certains cas, il peut être nécessaire que des employés surveillent à distance les réseaux SCADA. Cependant, raccorder les réseaux SCADA à un réseau d'ordinateur accessible à distance peut présenter des risques pour la sécurité. Ces risques incluent la compromission de l'information d'exploitation vulnérable et la menace d'un accès non autorisé aux mécanismes de commande des réseaux SCADA.

La sécurité a toujours constitué une priorité pour le secteur de l'électricité en Amérique du Nord; cependant, elle l'est encore plus maintenant. Les exploitants des réseaux électriques sont conscients de l'arrivée de nouveaux types de menaces qui accroissent les risques, et ils ont pris des mesures nécessaires à l'amélioration de la sécurité. Le Critical Infrastructure Protection Advisory Group du NERC étudie les moyens d'améliorer la sécurité physique et cybernétique du réseau électrique nord-américain. Ce groupe est formé d'experts des industries canadiennes et américaines des secteurs de la sécurité cybernétique, de la sécurité physique et de la sécurité des opérations. La conception d'un programme national SCADA est présentement à l'étude aux États-Unis en vue d'améliorer la sécurité physique et cybernétique de ces systèmes de commande. Le Groupe de travail sur les infrastructures essentielles de l'Association canadienne de l'électricité étudie également des mesures semblables.

Cueillette et analyse de renseignements

En plus d'analyser les renseignements obtenus lors d'entrevues avec les intervenants, les transcriptions de conversations téléphoniques, les renseignements provenant des services de police et des services de renseignements et de sécurité intérieure, ainsi que d'autres documents de travail du Sous-groupe sur l'électricité, le SGS cherchera aussi à étudier et à analyser d'autres sources de données sur les opérations cybernétiques des entreprises des États-Unis, telles que relevées par le Sous-groupe sur l'électricité, touchées dès les premiers instants de la panne d'électricité. Ces renseignements comprennent les données des journaux d'événements des routeurs, des systèmes de détection d'intrusion, des pare-feu, des SGE, des journaux d'événements de gestion des changements et des équipements de sécurité physique. Ces renseignements sont actuellement recueillis en collaboration avec le secteur privé tout en tenant compte de leur protection contre une éventuelle divulgation en raison de préoccupations relatives à la propriété ou à la sécurité nationale.

Le Sous-groupe sur la sécurité est divisé en six sous-équipes pour l'étude des différents éléments de la présente recherche : Analyse cybernétique, Analyse des renseignements, Analyse physique, Politiques et procédures, Infrastructure de soutien et Liens avec les causes primaires. Le SGS s'est lui-même organisé de façon à créer une approche holistique pour étudier chacun des domaines principaux de préoccupation en ce qui a trait aux vulnérabilités du réseau électrique. Au lieu d'analyser séparément chaque domaine de préoccupation, la structure en sous-équipes du SGS offre un cadre plus polyvalent afin d'enquêter pour découvrir si une activité malveillante est à l'origine de la panne d'électricité du 14 août 2003. Chacune des sous-équipes est formée d'experts en la matière (EM) provenant des milieux gouvernemental, industriel et universitaire afin d'offrir une analyse étendue et en profondeur nécessaire pour atteindre ses objectifs. Un aperçu détaillé de la structure de chaque sous-équipe et des activités prévues et terminées, est présenté ci-dessous.

Analyse cybernétique

La sous-équipe d'Analyse cybernétique est dirigée par le Centre de coordination du CERT[®] (CC/CERT) de la Carnegie Mellon University et par la Gendarmerie royale du Canada (GRC). L'analyse et l'étude des supports électroniques des réseaux informatiques où les communications en ligne se produisent sont au centre du travail de cette équipe. Elle étudie ces réseaux pour déterminer s'ils ont été utilisés avec malveillance afin de provoquer ou de contribuer à la panne du 14 août 2003. Elle étudie particulièrement la topologie cybernétique existante, les journaux d'événements cybernétiques et les journaux d'événements des SGE. L'équipe mène aussi des entrevues avec des fournisseurs afin de repérer les failles et les vulnérabilités des systèmes. La sous-équipe recueille, traite et met en rapport ces données pour déterminer si une attaque cybernétique malveillante a été directement ou indirectement responsable de la panne.

Cette sous-équipe a pris un certain nombre de mesures durant les dernières semaines, y compris l'étude des normes de fiabilité du NERC afin de mieux comprendre la position de l'industrie de la production d'énergie électrique en ce qui concerne la sécurité. De plus, la sous-équipe a participé à des réunions à Baltimore, au Maryland, les 22 et 23 août 2003. Ces réunions ont donné l'occasion aux experts des questions cybernétiques et aux experts de l'industrie de la

production d'énergie électrique de comprendre les détails nécessaires à la poursuite d'une enquête. La demande de rétention des données cybernétiques a été effectuée durant cette réunion.

Des membres de la sous-équipe ont aussi participé à la réunion d'instruction du NERC/Department of Energy (DOE) tenue à Newark, au New Jersey, le 8 septembre 2003. Chaque entreprise touchée par la panne a répondu à une série de questions relatives à la panne. La réunion a permis d'obtenir une meilleure compréhension de ce qu'a vécu chaque entreprise avant, pendant et après la panne. De plus, les membres de la sous-équipe ont participé à des entrevues avec les opérateurs de la salle de commande de FirstEnergy, les 8 et 9 octobre 2003 et de Cinergy, le 10 octobre 2003. Ces entrevues ont permis de cerner plusieurs secteurs clés qui feront l'objet de discussions futures.

La sous-équipe d'Analyse cybernétique continue à approfondir sa compréhension des événements du 14 août 2003. Les analyses ultérieures seront conduites d'après l'information reçue de la sous-équipe d'Analyse des causes primaires du Sous-groupe sur l'électricité et porteront sur les éléments suivants :

- la tenue d'entrevues supplémentaires avec les opérateurs de salle de commande et le personnel de la TI des entreprises clés touchées par la panne;
- la tenue d'entrevues avec les opérateurs et le personnel de la TI responsables de l'Interchange Distribution Calculator System du NERC (certains rapports portent à croire que ce réseau n'a peut-être pas été disponible durant la panne);
- la tenue d'entrevues avec des fournisseurs clés des systèmes des SGE;
- l'analyse des configurations des routeurs, des pare-feu, des systèmes de détection d'intrusion et d'autres périphériques de réseau pour obtenir une meilleure compréhension des faiblesses éventuelles des défenses cybernétiques des systèmes de commande;
- l'analyse des journaux d'événements et d'autres renseignements pour détecter des signes d'activités non autorisées.

Analyse des renseignements

La sous-équipe d'analyse des renseignements est dirigée par le DHS et la GRC qui collaborent étroitement avec les services de police, de renseignement et de sécurité intérieure des gouvernements fédéraux, des états et des provinces ainsi qu'avec les instances locales pour évaluer si la panne d'électricité serait le résultat d'une attaque malveillante. L'analyse préliminaire ne montre aucune preuve que des acteurs (individus ou organismes) malveillants sont responsables ou ont contribué à la panne d'électricité du 14 août 2003. De plus, la sous-équipe n'a pas trouvé d'indices de dommages volontaires infligés aux centrales énergétiques et aux lignes de distribution le jour de la panne, et il n'y a aucun rapport qui indique que la panne d'électricité a été causée par une attaque des réseaux informatiques.

Les autorités gouvernementales des États-Unis et du Canada fournissent au besoin les renseignements faisant état d'une menace à leur secteur énergétique respectif. Aucun rapport des services de renseignements ne fait état de plans ou d'opérations terroristes contre les infrastructures de l'énergie avant, pendant ou après la panne. Des renseignements de nature générale faisant état d'une menace envers le secteur ont toutefois été transmis à l'industrie de

l'énergie nord-américaine par des agences gouvernementales des États-Unis et du Canada, à la fin de juillet 2003. Ces renseignements indiquaient que le réseau Al-Qaeda pourrait tenter une attaque en provoquant des explosions contre des installations pétrolières, des centrales énergétiques ou des centrales nucléaires de la côte Est des États-Unis durant l'été 2003. Le type d'attaque physique décrite dans le rapport à l'origine de cet avertissement faisant état de la menace ne correspond pas aux événements qui ont causé la panne d'électricité puisqu'il n'y a aucune indication d'un événement cinétique avant, pendant ou immédiatement après la panne d'électricité du 14 août 2003.

Nonobstant les indications précédentes qu'aucune activité terroriste n'aurait causé la panne d'électricité, Al-Qaeda en a publiquement revendiqué la responsabilité :

- **Le 18 août 2003** : Al-Hayat, un organe de presse égyptien, a publié des extraits d'un communiqué attribué à Al-Qaeda. Al-Hayat a déclaré avoir obtenu le communiqué du site Web de l'International Islamic Media Center. Le contenu du communiqué soutient que les « brigades d'Abu Fahes Al Masri ont frappé deux centrales électriques principales approvisionnant l'est des États-Unis ainsi que des villes industrielles importantes des États-Unis et du Canada », « son voisin et allié dans la guerre contre l'Islam (New York et Toronto) ». En outre, l'opération « a été effectuée sous les ordres d'Ousama ben Laden de frapper les piliers de l'économie américaine » et « la réalisation d'une promesse de ben Laden d'offrir un cadeau au peuple iraquien ». Le communiqué ne précise pas la façon dont le sabotage a été effectué, mais donne des détails sur les dommages causés à l'économie américaine dans les secteurs des finances, des transports, de l'énergie et des télécommunications.

Des revendications et des commentaires additionnels sur la panne d'électricité ont été publiés dans divers organes de presse du Moyen-Orient.

- **Le 26 août 2003** : un quotidien conservateur iranien a publié un commentaire à l'égard du potentiel de la technologie des ordinateurs en tant qu'outil pour attaquer les infrastructures qui dépendent des réseaux informatiques, particulièrement les entreprises de distribution d'eau et d'électricité, de transport public, les associations corporatives et les entreprises « supranationales » des États-Unis.
- **Le 4 septembre 2003** : un participant islamiste à un forum djihadiste dans un cybersalon a déclaré que des cellules terroristes dormantes associées à Al-Qaeda ont utilisé la panne d'électricité comme couverture pour infiltrer les États-Unis à partir du Canada.

Cependant, ces revendications, telles qu'elles ont été rapportées, ne correspondent pas aux constatations actuelles du SGS. Elles ne correspondent pas non plus au récent témoignage du Federal Bureau of Investigation (FBI) devant les membres du Congrès. Larry A. Mefford, adjoint administratif au directeur, responsable des programmes de lutte contre le terrorisme et de contre-espionnage du FBI a témoigné, le 4 septembre 2003, devant le Congrès des États-Unis : « Jusqu'à maintenant, nous n'avons découvert aucune preuve indiquant que la panne d'électricité était le résultat d'une activité de terroristes internationaux ou nationaux ni d'une autre activité criminelle. » (traduction) Il a aussi déclaré : « Le FBI n'a reçu aucune menace crédible particulière récente contre les réseaux électroniques aux États-Unis et la revendication d'avoir

provoqué la panne d'électricité faite par la Brigade Abu Hafs Al-Masri n'est rien d'autre qu'illusoire. Nous ne possédons aucune information qui confirme l'existence réelle de ce groupe. » (traduction) Les déclarations de M. Mefford figurent dans le site Web <http://www.fbi.gov/congress/congress03/mefford090403.htm>.

Les événements actuels suggèrent que des terroristes et des acteurs malveillants ont la capacité de réaliser une attaque cybernétique malveillante pouvant perturber les infrastructures énergétiques. Bien qu'une telle attaque ne puisse être totalement écartée, un examen de l'information et des renseignements disponibles ne confirme d'aucune façon les revendications d'une attaque délibérée contre les infrastructures énergétiques le 14 août 2003 ou les jours précédents. Les quelques cas de dommages physiques aux lignes de distribution d'électricité sont le résultat d'actes naturels et non d'un sabotage. Aucun rapport des services de renseignements ne fait état de plans ou d'opérations terroristes contre les infrastructures de l'énergie avant, pendant ou après la panne. Aucun compte rendu d'incident ne fait état d'une activité suspecte près des centrales électriques ou des lignes de distribution en question.

Analyse physique

La sous-équipe d'Analyse physique est dirigée par le United States Secret Service et par la GRC. Ces organismes ont une compétence particulière des évaluations relatives à la sécurité physique du secteur énergétique. La sous-équipe traite les questions liées à la façon dont les installations à caractère cybernétique des entreprises du secteur de l'énergie sont protégées, y compris l'intégrité physique des centres de données et des salles de commande, ainsi que les procédures et les politiques de la sécurité servant à limiter l'accès aux secteurs vulnérables. En ce qui concerne les installations ayant une relation de cause à effet avec la panne, la sous-équipe tente de déterminer si l'intégrité physique de ces installations cybernétiques a été compromise de l'extérieur ou de l'intérieur, avant ou pendant la panne, et si une telle violation aurait été la cause de la panne d'électricité, ou si elle y aurait contribué. Bien que la sous-équipe ait analysé l'information donnée par le Sous-groupe sur l'électricité et le Sous-groupe sur le nucléaire, elle étudie aussi l'information obtenue récemment au cours de réunions avec le personnel du secteur énergétique ainsi que lors des visites sur place des installations du secteur énergétique afin de déterminer l'intégrité physique de l'infrastructure cybernétique.

La sous-équipe a compilé une liste de questions sur l'emplacement, l'accessibilité, les caméras, les alarmes, le verrouillage, la protection contre les incendies et les réseaux d'approvisionnement en eau des salles d'ordinateurs et de serveurs. Fondé sur les discussions liées à ces questions pendant ses entrevues, la sous-équipe a entrepris de déterminer si l'intégrité physique de l'infrastructure cybernétique a été compromise. De plus, la sous-équipe étudie les mesures d'accès et de contrôle d'entrée dans les installations de commande et de contrôle, ainsi que l'intégrité des installations éloignées.

La sous-équipe examine aussi les mécanismes utilisés par les entreprises pour signaler les incidents inhabituels à l'intérieur des salles de serveurs, des salles de commande et de contrôle, ainsi que ceux utilisés dans les installations éloignées. La sous-équipe examine également la possibilité d'une attaque de l'intérieur contre l'infrastructure cybernétique.

Politiques et procédures

La sous-équipe des Politiques et procédures est dirigée par le DHS et le BPIEPC. Le personnel de ces organismes possède une vaste expérience dans les domaines des opérations de distribution électrique, des systèmes de commande automatisée, y compris les réseaux SCADA et les SGE, et en sécurité de l'information. Le travail de cette sous-équipe porte sur l'examen des politiques et des procédures générales qui étaient, ou n'étaient pas, en place, avant et pendant la panne d'électricité du 14 août 2003. Les politiques que l'équipe examine ont trait aux systèmes cybernétiques des entreprises touchées dès les premiers instants de la panne d'électricité. Les politiques et les procédures qui retiennent l'attention particulière de l'équipe sont celles de la mise à niveau et de l'entretien (et comprendront les correctifs aux systèmes) des systèmes de commande et de contrôle (C2), y compris les réseaux SCADA et les SGE. Les procédures des opérations de contingence et la restauration des systèmes informatiques en cas de panne ou d'un événement cybernétique, comme un piratage ou la découverte d'un code malveillant, intéressent aussi la sous-équipe. Le groupe mène d'autres entrevues et poursuit ses analyses pour tirer des conclusions valables à propos des politiques et des procédures liées à la panne.

Infrastructure de soutien

La sous-équipe de l'Infrastructure de soutien est dirigée par un expert du DHS expérimenté dans l'évaluation des éléments de l'infrastructure de soutien comme le refroidissement à l'eau des systèmes informatiques, des systèmes d'alimentation de secours, des systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation et des réseaux de télécommunications de soutien. Le BPIEPC est le co-chef canadien de cet effort. Cette équipe analyse l'intégrité de l'infrastructure de soutien et son rôle, s'il y en a un, dans la panne d'électricité du 14 août 2003. Elle cherche à déterminer si l'infrastructure de soutien a offert un rendement à la hauteur des attentes dans les jours qui ont précédé la panne d'électricité du 14 août 2003 et la journée même. De plus, l'équipe détermine avec l'aide des fournisseurs si des problèmes d'entretien ont eu des répercussions sur les opérations, avant et pendant la panne.

Durant chaque visite des entités électriques désignées, la sous-équipe s'attarde particulièrement aux questions clés suivantes :

- transporteurs/fournisseurs/distributeurs de services ou de systèmes d'infrastructure de soutien aux installations d'entreprises choisies;
- perte de service avant ou après la panne d'électricité;
- conduite des activités d'entretien avant ou après la panne d'électricité;
- conduite des activités d'installation avant ou après la panne d'électricité;
- conduite des activités de mise à l'essai avant ou après la panne d'électricité;
- conduite des activités d'exercices avant ou après la panne d'électricité;
- existence d'un processus de surveillance (journal des événements, liste de vérification, etc.) aux fins de documentation de l'état des services d'infrastructure de soutien.

Analyse des causes primaires

La sous-équipe des Liens avec les causes primaires du SGS (SGS/CP) a suivi le travail du Sous-groupe sur l'électricité pour cerner les causes primaires possibles de la panne d'électricité. Au fur et à mesure que les éléments des causes primaires seront déterminés, la sous-équipe évaluera avec le Sous-groupe sur l'électricité les liens possibles avec une malveillance physique ou cybernétique.

L'analyse des causes primaires du Sous-groupe sur l'électricité se poursuit; l'analyse initiale n'a toutefois trouvé aucun lien de cause à effet entre la panne d'électricité et une activité malveillante d'origine physique ou cybernétique. L'analyse des causes primaires d'un événement comme la panne d'électricité exige un processus détaillé pour la mise en oeuvre d'une hiérarchie des mesures et des événements qui pourraient émaner des facteurs de cause à effet. Ce processus comprend l'élaboration d'un calendrier détaillé des événements, un examen des mesures liées à ces événements et une évaluation des divers facteurs à l'origine de ces événements ou qui les ont exacerbés. Une partie de cet effort est terminée et le reste du travail se poursuit. Une évaluation de l'impact de la sécurité physique comme facteur de la panne d'électricité dépend de la découverte de renseignements qui suggéreraient qu'un acte physique malveillant est à l'origine de la panne d'électricité ou l'a exacerbée. Puisque rien ne le justifie à ce jour, le SGS n'a pas à procéder à d'autres évaluations dans ce domaine.

Chronologie des événements à caractère cybernétique

La séquence des événements suivants découle des discussions tenues avec des représentants de FirstEnergy et de Midwest Independent Transmission System Operator (MISO). Toutes les heures sont approximatives et devront être confirmées en analysant les données du journal des événements de l'entreprise.

- Le premier événement important de nature cybernétique est survenu au MISO à 12 h 40 HAE, le 14 août 2003. À cet instant, un ingénieur du SGE du MISO a délibérément désactivé le déclencheur périodique automatique de l'application State Estimator (SE), une application qui permet au MISO de déterminer l'état en temps réel du réseau électrique de sa région. La désactivation du déclencheur périodique automatique, une fonction du programme qui entraîne l'exécution automatique du SE à toutes les cinq minutes, est une procédure d'exploitation nécessaire pour résoudre une solution de chevauchement produite par le SE. L'ingénieur du SGE a déterminé que le chevauchement dans la solution du SE était provoqué par le modèle du SE qui indiquait que la ligne Bloomington-Denois Creek de 230 kV de Cinergy était en service alors qu'elle était en réalité hors service depuis 12 h 12 HAE.
- À 13 h 00 HAE, après avoir effectué les modifications appropriées au modèle du SE et avoir manuellement déclenché le SE, l'ingénieur du SGE du MISO réalise deux solutions valides.
- À 13 h 30 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO va dîner. Il oublie cependant de réenclencher le déclencheur périodique automatique.

- À 14 h 14 HAE, un programme logiciel clé de FirstEnergy, « Alarm and Event Processing Routine (AEPR) », qui donne à l'opérateur des indications visuelles et sonores des événements survenant sur leur partie du réseau, commence à fonctionner de façon erratique. Les opérateurs du système de FirstEnergy ne sont pas au courant que le logiciel ne fonctionne pas correctement. Ce logiciel ne redeviendra fonctionnel que beaucoup plus tard en soirée.
- À 14 h 40 HAE, un ingénieur chargé des opérations découvre que le SE ne se règle pas et informe un ingénieur du SGE de la situation.
- À 14h 41 HAE, le serveur de FirstEnergy sur lequel est exécuté le logiciel AEPR tombe en panne et l'exploitation tombe sous le contrôle du serveur de secours. Le personnel de la salle de commande ignore toujours que le logiciel ne fonctionne pas correctement.
- À 14 h 44 HAE, un ingénieur du SGE du MISO, après avoir reçu l'alerte de l'ingénieur chargé des opérations, réactive le déclencheur périodique automatique et, pour plus de rapidité, déclenche manuellement le programme. Cependant, le programme SE affiche de nouveau un chevauchement.
- À 14 h 54 HAE, le serveur de secours de FirstEnergy tombe en panne. Le logiciel AEPR continue de fonctionner de façon erratique. Les calculs de variations de fréquence et les sous-programmes de diagramme filants fonctionnent de façon erratique et l'interface utilisateur répartitrice ralentit de façon importante.
- À 15h 00 HAE, FirstEnergy utilise son système de secours pour commander le système et effectuer les calculs de variations de fréquence. Les calculs de variations de fréquence et les systèmes de commande continuent de fonctionner sur le système de secours jusqu'à approximativement 15 h 08 HAE lorsque le serveur principal est restauré.
- À 15 h 05 HAE, la ligne Harding–Chamberlin de 345 kV de FirstEnergy est déclenchée et se verrouille. Les opérateurs du système de FirstEnergy ne reçoivent pas d'avertissement du logiciel AEPR qui continue de fonctionner de façon erratique, à leur insu.
- À 15 h 08 HAE, à l'aide de données obtenues vers 15 h 04 HAE (environ cinq minutes sont nécessaires pour que le SE donne un résultat), l'ingénieur du SGE du MISO conclut que le chevauchement de SE est dû à une panne de ligne. Son expérience lui permet d'isoler la panne sur la ligne Stuart-Atlanta de 345 kV (qui s'est déclenchée environ une heure plus tôt à 14 h 02 HAE). Il met la ligne Stuart-Atlanta hors service dans le modèle de SE et obtient une solution valide.
- Au même moment, à 15 h 08 HAE, le serveur principal de FirstEnergy est restauré. Les calculs de variation de fréquence et les systèmes de commande fonctionnent dès lors sur le serveur principal. Le logiciel AEPR continue de fonctionner de façon erratique à l'insu des opérateurs du système de FirstEnergy.

- À 15 h 09 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO se rend dans la salle de commande pour dire aux opérateurs qu'il croit que la ligne Stuart-Atlanta est hors service. Les opérateurs de la salle de commande consultent leur « calendrier de pannes » et informent l'ingénieur du SGE que leurs données indiquent que la ligne Stuart-Atlanta est « en service » et que l'ingénieur du SGE devrait indiquer dans le modèle de SE que la ligne est en service. À 15 h 17 HAE, l'ingénieur du SGE exécute le SE avec la ligne Stuart-Atlanta « en service », mais le modèle indique de nouveau des chevauchements.
- À 15 h 29 HAE, l'ingénieur du SGE du MISO demande aux opérateurs du MISO d'appeler PJM Interconnection L.L.C. afin de déterminer l'état de la ligne Stuart-Atlanta. MISO est informé que la ligne Stuart-Atlanta a été déclenchée à 14 h 02 HAE. L'ingénieur du SGE règle le modèle, qui avait été à ce moment-là mis à jour avec le déclenchement de la ligne Harding–Chamberlin de 345 kV à 15 h 05 HAE, et arrive à obtenir une solution valide.
- À 15 h 32 HAE, la ligne Hanna–Juniper de 345 kV de FirstEnergy est déclenchée et se verrouille. Le logiciel AEPR continue de fonctionner de façon erratique.
- À 15 h 41 HAE, les lumières clignotent à l'installation de commande de FirstEnergy. Cette situation se produit parce qu'ils ont perdu l'électricité sur leur réseau électrique et sont passés en mode d'alimentation de secours.
- À 15 h 42 HAE, un répartiteur de FirstEnergy réalise que le logiciel AEPR ne fonctionne pas et informe le personnel de soutien du problème.

Constatations à ce jour

Le SGS a fait part des constatations suivantes pertinentes à l'analyse du SGS par le biais de l'analyse des données recueillies auprès d'entreprises et d'entités du secteur de l'énergie identifiées par le Sous-groupe sur l'électricité. L'analyse à ce jour du SGS ne montre aucune preuve que des acteurs (individus ou organismes) malveillants sont responsables ou ont contribué à la panne d'électricité du 14 août 2003. Le SGS continue à coordonner ses activités étroitement avec celles des autres sous-groupes, avec les membres des services de police et de sécurité intérieure des États-Unis et du Canada, ainsi qu'avec les groupes de travail sur la protection des infrastructures essentielles, afin de recueillir et d'analyser les données pour confirmer la justesse de ses constatations préliminaires.

Aucun rapport des services de renseignements ne fait état de plans ou d'opérations terroristes contre les infrastructures de l'énergie avant, pendant ou après la panne. Des renseignements de nature générale faisant état d'une menace envers le secteur ont toutefois été transmis à l'industrie de l'énergie nord-américaine par des agences gouvernementales des États-Unis et du Canada, vers la fin de juillet 2003. Ces renseignements indiquaient que le réseau Al-Qaeda pourrait tenter une attaque contre des installations pétrolières, des centrales énergétiques ou des centrales nucléaires de la côte Est des États-Unis durant l'été 2003. Le type d'attaque physique décrite dans le rapport de menace ne correspondait pas aux événements qui ont causé la panne d'électricité.

Bien qu'avant et pendant la panne, un certain nombre de vers et de virus informatiques aient infecté Internet et les systèmes reliés à Internet en Amérique du Nord, l'analyse préliminaire ne donne présentement aucune indication qu'un ver ou qu'un virus ait pu avoir un effet important sur les systèmes de production et de distribution d'énergie. D'autres analyses du SGS confirmeront cette constatation.

L'analyse à ce jour du SGS suggère qu'une panne de logiciel, non reliée à une activité malveillante, peut avoir contribué de façon décisive à la panne d'électricité du 14 août 2003. Le personnel clé peut en outre ne pas avoir été au courant de la nécessité de prendre des mesures préventives aux moments critiques en raison d'une défaillance du système d'alarme. Le SGS continue à collaborer étroitement avec les opérateurs des systèmes touchés afin de déterminer la nature et l'étendue de la panne et si des pannes logicielles semblables peuvent créer des vulnérabilités de système futures. Le SGS collabore également avec les distributeurs et les opérateurs des systèmes pour déterminer si des modifications techniques ou liées au traitement des données devraient être intégrées afin d'améliorer le rendement futur des systèmes.

L'existence de liaisons internes et externes des réseaux SCADA avec d'autres réseaux a introduit des vulnérabilités. Cependant, à ce jour, l'analyse préliminaire des renseignements obtenus lors des entrevues avec les opérateurs ne donne aucune preuve d'une quelconque exploitation de ces vulnérabilités, avant ou pendant la panne. Le travail subséquent du SGS donnera un meilleur aperçu de ce problème.

L'analyse des renseignements découlant des entrevues avec les opérateurs suggère que, dans certains cas, les opérateurs étaient incapables de voir les opérations des régions avoisinantes. Il apparaît que certaines entreprises avaient une compréhension limitée de l'état des réseaux électriques à l'extérieur de leur contrôle immédiat. Ceci peut résulter en partie de l'absence de systèmes de mise en correspondance dynamiques et de partage des données modernes. Le travail subséquent du SGS mettra cette situation en lumière.

Annexe A

Description de l'enquête sur la panne de courant et du plan d'élaboration de recommandations

Le 14 août 2003, les États du nord-est des États-Unis et des régions du Canada ont subi une des pires pannes d'électricité de l'histoire de l'Amérique du Nord. Le territoire touché s'étendait des États de New York, du Massachusetts et du New Jersey vers l'ouest et l'État du Michigan, et de l'État de l'Ohio vers le nord pour inclure la majeure partie de l'Ontario et une petite portion du Québec alimentée par l'Ontario à ce moment-là.

Dans cette annexe, nous décrivons la démarche adoptée en vue de déterminer les causes de cette panne et les raisons pour lesquelles elle n'a pas été circonscrite, et d'expliquer comment on élaborera des recommandations visant à prévenir et à réduire le plus possible l'éventualité de nouvelles pannes. La première mesure essentielle dans cette démarche a été la création d'un groupe de travail des États-Unis et du Canada chargé de superviser l'enquête et l'élaboration de recommandations.

Composition et responsabilités du Groupe de travail

Le président George W. Bush et le premier ministre Jean Chrétien ont créé le Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant pour enquêter sur les causes de la panne d'électricité du 14 août 2003 et élaborer des recommandations visant à prévenir et à réduire au minimum l'éventualité de nouvelles pannes. Les coprésidents du Groupe de travail sont le secrétaire Spencer Abraham et le ministre Herb Dhaliwal. Ses autres membres américains sont Nils J. Diaz, président de la Nuclear Regulatory Commission, Tom Ridge, secrétaire à la Homeland Security, et Pat Wood, président de la Federal Energy Regulatory Commission. Les autres membres canadiens sont John Manley, vice-premier ministre, Linda J. Keen, présidente et directrice générale de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, et Kenneth Vollman, président de l'Office national de l'énergie. Les coordonnateurs sont Jimmy Glotfelty, qui représente le Département de l'Énergie des États-Unis, et Nawal Kamel, qui représente Ressources naturelles Canada.

Le secrétaire américain à l'Énergie, Spencer Abraham, et le ministre des Ressources naturelles du Canada (RNCAN), Herb Dhaliwal, se sont rencontrés à Detroit au Michigan le 20 août pour convenir d'un plan sommaire d'activités pour le Groupe de travail. Celui-ci devait s'acquitter de sa mission en deux étapes. En première étape, il devait s'attacher à ce qui avait causé la panne et avait empêché qu'elle soit maîtrisée et, en seconde étape, devait s'employer à élaborer des recommandations destinées à prévenir et à réduire au minimum les possibilités de pannes pour l'avenir. Le 27 août, le secrétaire Abraham et le ministre Dhaliwal ont annoncé la création de trois sous-groupes appelés à seconder le Groupe de travail dans ses tâches. Ces trois équipes devaient respectivement étudier les questions relatives au réseau d'électricité, à la sécurité et au fonctionnement des centrales nucléaires qui se posaient à propos de la panne. Leurs membres sont des représentants des départements, ministères et organismes fédéraux, des spécialistes des questions techniques et des hauts représentants des États touchés et de la province de l'Ontario.

Équipe d'enquête des États-Unis, du Canada et du North American Electric Reliability Council

Sous la surveillance du Groupe de travail, une équipe de spécialistes des réseaux d'électricité a été constituée pour faire enquête sur les causes de la panne. Elle se composait de représentants de plusieurs organismes fédéraux américains, des laboratoires nationaux du Département de l'Énergie des États-Unis, de sociétés canadiennes d'électricité, du North American Electric Reliability Council (NERC) et de l'industrie américaine de l'électricité. Cette équipe a formé plusieurs groupes d'analyse notamment chargés de la gestion des données, de la compilation de la chronologie des événements, de la modélisation de réseau, de l'évaluation des outils d'exploitation et des communications, du rendement des réseaux de transport, de celui des génératrices, de la gestion de la végétation et des emprises, des investissements en transport et en fiabilité et de l'analyse des causes primaires de la panne. Il faut voir dans cet exercice un cadre analytique plutôt que des travaux d'analyse en soi. Le but était de permettre aux analystes de puiser des données à toutes les autres sources d'analyse, de les organiser et, d'une manière hautement logique et systématique, de soupeser les diverses hypothèses et de dégager les causes primaires de la panne.

Des équipes d'enquête distinctes ont par ailleurs été formées pour examiner les questions de fonctionnement des centrales nucléaires touchées par la panne et de sécurité matérielle et informatique de l'infrastructure de transport d'électricité en volume.

Rôle des sous-groupes

Les coprésidents américains et canadiens des trois sous-groupes, le Sous-groupe sur l'électricité (SGÉ), le Sous-groupe sur le nucléaire (SGN) et le Sous-groupe sur la sécurité (SGS) ont demandé aux équipes d'enquête de livrer divers produits d'analyse. Des versions provisoires de ces produits ont été examinées et commentées par les sous-groupes. On en a alors fait la synthèse pour produire un rapport provisoire unique réunissant les conclusions des sous-groupes. Le Groupe de travail avait la responsabilité de déterminer la pertinence du rapport provisoire et le moment où il serait rendu public.

Confidentialité des données et autres renseignements

Vu la gravité de la panne et l'importance de prévenir ou de réduire au minimum les possibilités de pannes futures, il était essentiel que les équipes d'enquête du Groupe de travail aient accès aux dossiers et autres données des exploitants indépendants de réseaux (EIR) régionaux et des sociétés d'électricité victimes de la panne et qu'elles puissent interroger les intéressés de manière à apprendre ce qu'ils considéraient comme des moments décisifs de l'évolution de cette panne, ainsi que les mesures qui avaient été prises et les objectifs visés. Sachant le caractère confidentiel de cette information, les membres du Groupe de travail et des équipes d'enquête ont signé des ententes où ils s'engageaient à sauvegarder la confidentialité des renseignements qui leur seraient fournis et à s'abstenir de faire des déclarations indépendantes ou hâtives aux médias ou au public au sujet des activités, des constatations et des conclusions des sous-groupes et du Groupe de travail.

Cadre juridique applicable aux États-Unis et au Canada

États-Unis

Le secrétaire à l'Énergie a demandé au Département de l'Énergie des États-Unis (USDOE) de recueillir des renseignements et de faire enquête sur la (les) cause(s) de la panne d'électricité du 14 août 2003. Pour ce faire, il a fait appel aux dispositions de l'article 11 de l'*Energy Supply and Environmental Coordination Act* de 1974 et de l'article 13 de la *Federal Energy Administration Act* de 1974. Le secrétaire et le USDOE sont habilités par ces articles à recueillir sur les questions énergétiques les données qui peuvent les aider à élaborer des politiques en matière d'énergie et à faire enquête en temps utile et dans une mesure raisonnable sur les installations et les entreprises avec les mesures directes d'inspection nécessaires. De plus, le USDOE peut constater et échantillonner tout stock de combustibles ou source d'énergie, examiner et reproduire tout dossier, rapport ou autre document d'où ont été ou sont tirées des données d'ordre énergétique et interroger toute personne à qui il juge devoir s'adresser. L'USDOE a collaboré étroitement à cette fin avec RNCan et le NERC.

Canada

Étant le ministre responsable de l'application de la *Loi sur le ministère des Ressources naturelles*, Herb Dhaliwal a été désigné par le premier ministre Chrétien comme coprésident canadien du Groupe de travail. On lui a demandé de travailler de près avec le coprésident américain, le secrétaire à l'Énergie Abraham, et avec les représentants du NERC et ses homologues provinciaux à l'exécution de cette mission. À l'achèvement de son mandat, le Groupe de travail doit présenter un rapport au premier ministre canadien et au président américain.

Dans le cadre des lois canadiennes, le Groupe de travail est un organe consultatif qui n'est pas constitué par une loi et qui n'a pas non plus de personnalité juridique indépendante. Il n'est pas habilité à recueillir des preuves ni des dépositions; il ne peut non plus procéder à des perquisitions ni à des saisies. Il compte sur une communication volontaire des renseignements utiles à l'accomplissement de son mandat.

Démarche d'enquête

Collecte de données et autres renseignements auprès des EIR, des services d'électricité, des États et de la province de l'Ontario

Le mardi 19 août, les enquêteurs relevant du Département de l'Énergie des États-Unis (USDOE) ont commencé à interroger les préposés aux salles de commande et d'autres hauts représentants des EIR et des sociétés d'électricité ayant le plus directement à voir avec les premiers stades de la panne d'électricité. Les enquêteurs ont non seulement interrogé les intéressés, mais se sont aussi renseignés sur le fonctionnement et les pratiques des salles de commande, l'état et les conditions des réseaux le 14 août, les procédures et les règles de fonctionnement, les charges limites, les plans et procédures d'intervention en cas d'urgence, les instruments et méthodes d'analyse de sécurité et les pratiques de contrôle de fréquence et de tension des lignes. Ils ont

interrogé par la suite le personnel de l'Independent Market Operator (IMO) et d'Hydro One en Ontario.

Les 22 et 26 août, le NERC a demandé aux coordonnateurs en fiabilité des EIR de recueillir des données et autres renseignements très divers auprès de leur coordonnateur respectif de la fiabilité de la zone de contrôle. Il s'agissait notamment d'examiner les registres SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) et SGE (Système de gestion d'énergie), les relevés d'avertissements, les données des enregistreurs numériques de défauts locaux, celles des « pannes » de lignes de transport et de génératrices (déclenchements automatiques qui préviennent tout dégât matériel causé aux installations), les données des estimateurs d'état et des registres et transcriptions des exploitants et l'information relative au fonctionnement des condensateurs, des transformateurs, des délesteurs, des compensateurs statiques de pertes réactives, des dispositifs de protection ou de stabilisation et des installations CC à haute tension. Le NERC a en outre demandé à FirstEnergy le 15 septembre de lui remettre copie des études ayant porté depuis 1990 sur l'alimentation de soutien en tension, l'alimentation en puissance réactive, l'utilisation d'accumulations statiques, les besoins en tension, les capacités d'importation ou de transfert (par rapport aux capacités d'alimentation réactive ou aux niveaux de tension) et l'incidence sur les réseaux de l'indisponibilité de la centrale Davis-Besse. On a dit à tous les intéressés que les données et autres renseignements destinés soit au USDOE soit au NERC n'avaient pas à être retransmis à l'autre organisme, toute cette information devant être versée dans une base d'information commune.

L'équipe d'enquête a tenu trois conférences techniques (22 août, 8 et 9 septembre et 1 au 3 octobre) avec les EIR et les grandes sociétés d'électricité en vue d'obtenir des éclaircissements sur les données reçues, de combler les lacunes de l'information et d'en venir à une compréhension commune de ce que pouvait impliquer cette dernière. L'équipe s'est renseignée auprès des commissions d'électricité des États touchés et de l'Ontario sur l'entretien des emprises de transport d'électricité, la planification de ce transport et le champ d'examen de toute enquête menée par les États concernés sur la panne du 14 août. Elle a aussi commandé à une entreprise spécialisée en dévégétation des emprises une étude visant à constater les « meilleures pratiques » de gestion dans ce domaine de manière à pouvoir juger du rendement des entreprises dont les lignes de transport sont tombées en panne le 14 août par contact avec des arbres.

« Entrepôt » de données

La quantité de données recueillies par l'équipe d'enquête a été telle qu'on a créé à Princeton au New Jersey et au siège du NERC un entrepôt électronique capable de recevoir des milliers de transcriptions, de graphiques et de rapports et données sur les génératrices et les lignes de transport. À l'heure actuelle, cette base de données compte plus de 20 gigaoctets de données. On peut y trouver plus de 10 000 fichiers, dont un certain nombre de fichiers multiples. Le but était de se doter d'un ensemble de bases de données validées auquel plusieurs équipes d'analyse pourraient avoir un accès indépendant selon les besoins.

Voici les sources d'information exploitées aux fins de cette enquête sur la panne de courant :

- interviews effectuées par les membres du Groupe de travail des États-Unis et du Canada sur la panne de courant auprès du personnel de tous les services d'électricité, des zones de commande et les coordonnateurs de la fiabilité dans les semaines qui ont suivi la panne;
- trois réunions de collecte de renseignements tenues par l'équipe d'enquête avec les intéressés le 22 août, les 8 et 9 septembre et les 1, 2 et 3 octobre 2003;
- documentation fournie par les intéressés en réponse à une ou plusieurs demandes de données de l'équipe d'enquête;
- examen poussé de tous les enregistrements de conversations téléphoniques entre les centres de commande;
- interviews et visites supplémentaires du personnel d'exploitation en octobre 2003 sur des sujets précis;
- visites d'inspection de lignes de transport et d'état de la végétation aux endroits où se sont produits des courts-circuits;
- documentation fournie par les services d'électricité et les organismes de réglementation des États en réponse à des demandes de données sur les questions de gestion de la végétation des emprises;
- examen détaillé de milliers de cas d'ouverture de circuits de transport et de production d'électricité par les coupe-circuit des relais;
- simulation et modélisation informatiques par des groupes d'experts des services d'électricité, des coordonnateurs et des conseils en fiabilité et des gouvernements américain et canadien.

Chronologie des événements

Une étape cruciale pour les autres volets de l'enquête a été d'établir l'enchaînement précis des événements dans cette panne. Un des grands problèmes dans ce cas est que, si la majeure partie des données portant sur un événement étaient horodatées, l'horodatage variait quelque peu selon les sources d'information et que les horodateurs n'étaient pas tous synchronisés avec l'horloge étalon du National Institute of Standards and Technology (NIST) à Boulder au Colorado. La validation de la chronologie des événements a représenté une tâche importante et parfois difficile. Cet exercice s'est aussi révélé essentiel à l'établissement de la Séquence des événements présentée par le Groupe de travail le 12 septembre. Dans cette chronologie, on décrivait brièvement l'ordre des principaux événements ayant causé et caractérisé les pannes en cascade. Il ne s'agissait cependant pas de dégager des causes ni d'imputer des fautes ou des responsabilités. Tous les événements en question sont présentés à l'heure avancée de l'Est (HAE).

Analyse de modélisation et de simulation de systèmes

L'équipe de modélisation et de simulation de systèmes a reproduit l'état du réseau le 14 août et les événements ayant mené à la panne. La chronologie établie est une description précise d'événements ponctuels, mais elle n'indique pas l'état général du réseau ni son degré d'alignement sur diverses valeurs limites de fonctionnement normal, de stabilité de tension et d'angle de puissance. Une modélisation informatique de précision ayant porté sur le réseau en fonction des conditions présentes à certains moments critiques le 14 août a permis aux analystes

de mener diverses études de sensibilité en vue d'établir si le système était stable et conforme aux valeurs limites à tout moment de la période ayant précédé les pannes en cascade. Elle a également révélé à quel moment le réseau est devenu instable, ce qui a permis aux analystes de vérifier différentes solutions à ce problème de prévention du phénomène des pannes en cascade. Il est impossible de reconstituer tous les événements de l'effondrement d'un réseau devenu instable, mais les méthodes de simulation feront voir le(s) mode(s) de défaillance à l'origine de cette cascade et de sa propagation dans tout le système.

L'équipe en question se composait d'un certain nombre d'agents du NERC et de bénévoles de l'industrie connaissant assez bien le domaine pour examiner et interpréter tous les registres de données, les données des enregistreurs numériques de défauts, l'information des systèmes d'enregistrement de l'ordre des événements, etc. Elle comptait quelque 36 personnes qui ont participé aux travaux à divers moments et qui, avec d'autres experts des secteurs touchés, ont essayé de comprendre les données.

Évaluation des outils d'exploitation, des systèmes SCADA/SGE, des communications et de la planification opérationnelle

L'équipe d'analyse des outils d'exploitation, des systèmes SCADA/SGE, des communications et de la planification opérationnelle a évalué dans quelle mesure les exploitants et les coordonnateurs de la fiabilité pouvaient observer le réseau électrique, ainsi que la disponibilité et l'efficacité des instruments d'évaluation de la sûreté de fonctionnement (en temps réel et en prévision d'un jour), y compris les aspects de la redondance des observations et la capacité d'observer le « tableau d'ensemble » de l'état général du réseau de production-transport d'électricité. Cette équipe a examiné les pratiques et l'efficacité opérationnelles des exploitants et des coordonnateurs de la fiabilité des secteurs touchés. Elle a regardé tous les aspects de la panne en ce qui concerne la connaissance que pouvaient avoir les exploitants et les coordonnateurs de la fiabilité de l'état du réseau, ainsi que leurs actions ou leurs omissions et les communications.

Analyse de fréquence et d'écarts de contrôle sectoriel

L'équipe d'analyse de fréquence et d'écarts de contrôle sectoriel a considéré les anomalies de fréquence qui auraient pu être présentes le 14 août par rapport à l'exploitation normale dans l'interconnexion. Elle a aussi voulu savoir si des problèmes particuliers de commande et de fréquence de réseau avaient pu se poser et s'est enquis de leurs éventuels effets sur les pannes en cascade. Elle s'est également demandé si les anomalies de fréquence étaient un facteur ou un symptôme d'autres problèmes ayant abouti à cette cascade.

Évaluation du fonctionnement, de la protection, du contrôle, de l'entretien et de la détérioration du réseau de transport

Cette équipe s'est attachée à tout ce qui, dans le fonctionnement automatique du réseau de transport (ouvertures et fermetures de circuits), avait causé ou caractérisé la cascade de pannes dans toutes les installations de plus de 100 kilovolts. Elle a notamment regardé les mesures de protection et d'intervention corrective aux relais et les causes des bonnes et mauvaises opérations de relais. Elle a également évalué les pratiques d'entretien d'installations de transport dans les

secteurs touchés en les comparant aux bonnes pratiques d'exploitation et en cherchant à constater quel appareillage de transport avait pu être endommagé de quelque manière par la cascade de pannes. Elle a dégagé les tendances et tiré des conclusions quant aux causes de la mise hors circuit d'installations de transport. Elle s'est demandé pourquoi la cascade s'était étendue comme elle l'avait fait sans gagner d'autres systèmes. Elle s'est interrogée sur les opérations fautives et leur incidence sur la panne, ainsi que sur les dégâts causés au matériel de transport. Elle a présenté un rapport sur les pratiques d'entretien d'installations de transport des secteurs touchés par rapport aux bonnes pratiques d'exploitation des services d'électricité.

Évaluation du rendement, de la protection, du contrôle, de l'entretien et de la détérioration des génératrices

Cette équipe a cerné les causes des pannes de génératrices de 10 mégawatts et plus (valeur nominale) avant et pendant la cascade de pannes. Elle poursuit son enquête et va regarder les causes des mises hors circuit, les valeurs cibles des relais, les retraits de puissance en production et les fluctuations de tension ou de puissance réactive. Son rapport portera sur tout matériel de production d'électricité endommagé par la cascade de pannes, ainsi que sur les tendances à dégager et les conclusions à tirer au sujet des causes des pannes de génératrices. L'équipe devra relever toutes les anomalies de fonctionnement et les événements inexplicables. Elle devra évaluer les pratiques d'entretien de génératrices des secteurs touchés en les comparant aux bonnes pratiques d'exploitation des services d'électricité. Elle analysera la coordination des réglages de sous-fréquence entre les installations de production et de transport comme les conditions de délestage automatique en cas de baisse de fréquence. Elle recueillera et analysera enfin des données sur les centrales nucléaires touchées et analysera avec la Nuclear Regulatory Commission les problèmes qui se posent.

Évaluation de l'entretien des emprises

L'équipe d'analyse de la végétation des emprises a examiné les pratiques des exploitants de installations de transport sur le plan de la gestion de la végétation et de l'entretien des emprises. Elle a comparé ces pratiques aux pratiques généralement adoptées par les services d'électricité dans l'interconnexion de l'Est. Elle a aussi étudié les antécédents de pannes causées par contact avec la végétation et dégagé les tendances.

Analyse des causes primaires

L'équipe d'analyse des causes primaires a employé une technique dite d'analyse des causes primaires dans toute sa démarche pour évaluer systématiquement les grandes causes et les facteurs contributifs qui ont été à l'origine de la cascade de pannes du 14 août. L'équipe a travaillé de près avec les équipes d'enquête techniques, donnant de la rétroaction et demandant des compléments d'information. En exploitant d'autres sources d'information au besoin, elle a vérifié les faits, c'est-à-dire les conditions et les actions (ou omissions) ayant joué comme facteurs dans cette panne.

Analyse des causes primaires

L'analyse des causes primaires est une façon de cerner et de vérifier systématiquement les rapports de causalité dans l'ensemble de conditions, d'événements et d'actions (ou d'omissions) ayant causé un important événement, en l'occurrence la panne du 14 août. On a appliqué cette technique avec succès dans des enquêtes ayant porté sur des événements comme les accidents de centrales nucléaires, les écrasements d'avions ou encore la catastrophe récente de la navette spatiale Columbia.

Cette analyse est à la fois objective et logique. On doit objectivement décrire les événements et les conditions qui ont pu jouer comme facteurs dans le grand événement en question. On doit établir les rapports de causalité entre cet événement et les conditions et les événements antérieurs, lesquels doivent être analysés à leur tour sur le plan causal. À chaque étape, les enquêteurs doivent se demander si une condition ou une circonstance en particulier se serait présentée si une cause (ou une combinaison de causes) envisagée n'avait pas été présente. Là où l'événement étudié aurait pu se produire sans cette cause (ou cette combinaison de causes), on écarte ce(s) facteur(s) et regarde d'autres possibilités.

L'analyse des causes primaires permet de dégager un certain nombre ou un grand nombre de causes d'événements complexes. On parcourt les diverses branches de l'analyse jusqu'à ce qu'on découvre une « cause primaire » ou une condition qui ne peut être corrigée. (Une condition peut être considérée comme impossible à corriger à cause des lois ou des politiques fondamentales d'un pays, des lois de la physique, etc.) Dans certains cas, un événement qui constitue un maillon essentiel de la chaîne de causalité d'un grand événement d'intérêt aurait pu être prévenu si quelqu'un avait pris des mesures en temps utile. Si l'intéressé avait la responsabilité de prendre des mesures et que ces mesures étaient praticables, le défaut de les adopter devient une cause primaire du grand événement d'intérêt.

Surveillance et coordination

Les coordonnateurs américain et canadien du Groupe de travail ont fréquemment tenu des conférences téléphoniques pour s'assurer que tous les volets de l'enquête progressaient comme prévu. Ils ont régulièrement informé tant le secrétaire Abraham que le ministre Dhaliwal et présenté toutes les semaines des rapports sommaires sur le déroulement de l'enquête dans toutes ses parties. Les responsables du Sous-groupe sur l'électricité ont tenu des conférences téléphoniques quotidiennes sur les questions d'analyse et de procédure tout au long des travaux. Les trois sous-groupes ont fait le point chaque semaine sur l'ensemble des travaux d'analyse au moyen de conférences téléphoniques avec les équipes d'enquête.

Annexe B

Acronymes

APPA	American Public Power Association
BPA	Bonneville Power Administration
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
DOE	Département de l'Énergie (États-Unis)
ECAR	East Central Area Reliability Coordination Agreement
EPSA	Electric Power Supply Association
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GW, GWh	gigawatt, gigawattheure
kW, kWh	kilowatt, kilowattheure
LMP	Locational Marginal Pricing (marché du gros)
MAAC	Mid-Atlantic Area Council
MAIN	Mid-America Interconnected Network
MAPP	Mid-Continent Area Power Pool
MW, MWh	mégawatt, mégawattheure
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordination Council
NRC	Nuclear Regulatory Commission
NRECA	National Rural Electric Cooperatives Association
OTD	Office of Transmission and Distribution (DOE)
PUC	Public Utility Commission (états)
PUHCA	<i>Public Utility Holding Company Act of 1935</i>
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act of 1978</i>
RNCan	Ressources naturelles Canada
RTO	Regional Transmission Organization
SERC	Southeast Electric Reliability Council
SPP	Southwest Power Pool
TVA	Tennessee Valley Authority
USDOE	Département de l'Énergie des États-Unis
WSCC/WECC	Western Systems Coordinating Council, now Western Electricity Coordinating Council

Annexe C

Glossaire

Adéquation – Aptitude du réseau électrique à répondre en tout temps à la demande électrique globale et aux besoins énergétiques des clients, compte tenu des pannes prévues et imprévues d'ampleur raisonnable des divers éléments constituant le réseau. (**adequacy**)

Affaissement de tension – Baisse de la tension d'un réseau de transport provoquée par la faiblesse du soutien réactif. Cette baisse peut entraîner une panne de certains éléments de réseau et se traduire éventuellement par une interruption du service à la clientèle. (**voltage collapse, decay**)

Allègement de la charge de transport (ACT) – Méthode utilisée pour gérer les congestions dans un réseau de transport d'électricité. (**Transmission Loading Relief – TLR**)

Angle de phase/puissance – Relation angulaire entre une tension de courant alternatif (sinusoïdal) dans un élément de circuit et le courant alternatif (sinusoïdal) qui le traverse. La puissance réelle qui peut passer dépend de cet angle. (**power/phase angle**)

Anomalie – Une anomalie signifie habituellement un court-circuit, mais le terme s'entend de façon plus générale de tout état anormal du réseau. Il s'agit d'événements aléatoires, généralement attribuables à la nature. (**fault**)

Batterie de condensateurs – Un condensateur est un appareil électrique qui fournit de la puissance réactive au réseau et qui est souvent utilisé pour compenser une charge réactive et aider à maintenir la tension du réseau. Une batterie est un regroupement de condensateurs installés au même endroit. (**capacitor bank**)

Capacité de départ à zéro – Aptitude d'une génératrice ou d'une centrale électrique à passer d'un état d'arrêt complet à un état de marche avec production de puissance sans l'aide du réseau électrique. (**blackstart capability**)

Capacité de transit – Capacité nominale de transport d'énergie en continu, exprimée en mégawatts (MW) ou en mégavoltampères (MVA), d'un matériel de production, de transport ou d'autres fonctions d'un réseau électrique. (**capacity**)

Charge (électrique) – Quantité de puissance électrique livrée ou requise à un point donné d'un réseau. Le besoin d'énergie trouve son origine dans l'appel de puissance du matériel électrique des consommateurs. La charge ne doit pas être confondue avec la demande, qui est la mesure de la puissance reçue ou requise par une charge. (**load (electric)**)

Circuit – Conducteur ou ensemble de conducteurs à travers lesquels le courant électrique peut passer. (**circuit**)

Compagnie d'électricité ou service public d'électricité – Personne, organisation, administration ou toute autre entité ou organisation légale qui possède ou exploite des installations pour la production, le transport, la distribution ou la vente d'énergie électrique destinée surtout à l'usage du public et qui est définie comme un service public en vertu des lois et règlements qui la régissent. Un service public d'électricité peut être détenu par un investisseur privé, une coopérative ou une administration gouvernementale (agence fédérale, société de la couronne, État, gouvernement provincial ou municipal, circonscription, etc.). **(Electric Utility Corporation)**

Contournement – Arc au plasma provoqué par divers phénomènes – notamment la foudre – et qui peut court-circuiter un réseau électrique. **(flashover)**

Contrôle automatique de la production (CAP) – Le contrôle automatique de la production (CAP) est un système de calcul qui se fonde sur la fréquence mesurée du réseau et la répartition économique de la production. Le matériel de production géré par le CAP réagit automatiquement et en temps réel aux signaux qui lui viennent d'un ordinateur Energy Management System (EMS) pour rajuster sa puissance de sortie en réponse à une modification de la fréquence du réseau, du chargement des lignes de jonction ou d'un rapport déterminé entre ces deux valeurs. Cette puissance de sortie est réglée de manière à maintenir une fréquence cible (généralement 60 Hertz) dans le réseau et à autoriser les échanges planifiés de courant avec d'autres réseaux. **(Automatic Generation Control – AGC)**

Coordonnateur de la fiabilité – Personne ou organisation responsable de la sûreté et de la fiabilité du réseau de transport interconnecté dans le territoire en cause, en conformité avec les normes de fiabilité du NERC, les critères régionaux et les critères et pratiques locales. **(reliability coordinator)**

Coordonnateur de la sécurité – Personne ou organisation chargée d'évaluer la sécurité et la coordination des mesures d'urgence dans un ensemble de zones de contrôle. **(security coordinator)**

Coordonnateur-planificateur – Personne ou organisation reconnue par l'agence EIR pour mener à bien des mandats de planification de réseau. **(scheduling coordinator)**

Correction de l'erreur de marche – Décalage apporté à la fréquence programmée de l'interconnexion pour corriger l'erreur de marche accumulée sur les horloges du réseau. **(time error correction)**

Coupure de ligne – Rupture automatique d'une ligne de transport par ouverture d'un disjoncteur, qui intervient lorsque des anomalies dans le réseau risquent d'endommager la ligne. **(line trip)**

Coupure de réseau – Résultat de l'ouverture d'un ou de plusieurs disjoncteurs d'un réseau électrique, normalement pour isoler électriquement un élément particulier de ce réseau et le protéger d'éventuels dommages provoqués par un courant de fuite ou d'autres conditions présentant des risques (voir aussi «Coupure de ligne»). **(trip)**

Courant (électrique) – Déplacement de charges électriques dans un conducteur. Se mesure en ampères. **(electric current)**

Courant alternatif (CA) – Courant électrique dont le sens et l'intensité varient de façon périodique, suivant une loi sinusoïdale en fonction du temps. (alternating current - AC)

Courant continu (CC) – Courant électrique d'intensité constante et qui ne change pas de polarité avec le temps. **(Direct Current – DC)**

Court-circuit – Connexion accidentelle de faible résistance entre deux points d'un circuit électrique qui peut entraîner une décharge de courant nettement supérieure à la capacité des éléments conducteurs. **(short circuit)**

Critères d'exploitation – Ensemble de principes fondamentaux adoptés par le NERC pour garantir la fiabilité des réseaux interconnectés. **(operating criteria)**

Délestage – Action d'isoler volontairement (de façon manuelle ou automatique) un ou plusieurs clients déterminés d'avance dans un réseau d'alimentation électrique en réaction à une situation anormale, afin de maintenir l'intégrité du réseau et de réduire les pannes générales. **(load shedding)**

Déséquilibre offre-demande – Situation où la production d'énergie, sur place ou importée d'ailleurs, ne correspond pas à la demande. **(imbalance)**

Disjoncteur (ou coupe-circuit) – Commutateur posé à l'extrémité d'une ligne de transport et qui peut ouvrir ou fermer un circuit en réponse à une commande, généralement en provenance d'un relais. **(Circuit Breaker)**

Écart de contrôle sectoriel (ECS) – S'exprime en mégawatts (MW). Une valeur négative indique un déficit de la production d'électricité par rapport à la charge du réseau et aux importations d'électricité, tandis qu'une valeur positive indique un excès de production. **(Area Control Error – ACE)**

Écart ou erreur de fréquence – Déviation par rapport à la fréquence prévue. Plus précisément, différence entre la fréquence réelle du réseau et la fréquence prévue. **(frequency deviation or error)**

Échange – Puissance ou énergie électrique qui transite d'un réseau à un autre par l'intermédiaire de lignes de jonction, que le transfert soit planifié ou accidentel. **(interchange)**

Enclave – Partie d'un ou de plusieurs réseaux électriques isolée du reste du ou des réseaux en raison de la déconnexion de certains équipements de transport d'énergie. **(island)**

Énergie électrique – Production ou utilisation de puissance électrique par une machine pendant un certain temps, la quantité d'énergie étant exprimée en kilowattheures (kWh), en mégawattheures (MWh) ou en gigawattheures (GWh). **(electrical energy)**

Erreur de marche – Somme des différences de temps entre le temps réseau observé dans une zone de contrôle et un temps de référence. Cette erreur provient d'un écart dans la fréquence de l'interconnexion par rapport à la norme de 60 hertz. **(time error)**

Estimateur d'état – Logiciel informatique qui prend des mesures répétitives des valeurs d'état du réseau et qui en dresse un bilan estimatif (phaseurs de tension sur barre omnibus). Ce système permet de confirmer le bon fonctionnement du réseau en simulant son état en cours et à la prochaine étape de son évolution, compte tenu de sa topologie et de sa charge. Avec l'aide de ce système et du logiciel d'analyse connexe des incidents, le gestionnaire peut examiner chaque incident critique et déterminer si le réseau se maintient dans les limites de fiabilité prescrites aux prochaines étapes de son évolution. **(State Estimator)**

Excursions de fréquence – Variations constantes de la fréquence par rapport à sa valeur nominale ou de stabilité. **(frequency swings)**

Exploitant indépendant de réseau (EIR) – Organisation responsable de l'exploitation efficace du réseau maillé sous son autorité et de la mise à disposition de ses voies de transport de manière libre et non discriminatoire à tous les intervenants actifs sur le marché visé. Un EIR est généralement du type non lucratif et peut informer d'autres services publics opérant sur son territoire sur le maintien en état et l'expansion des réseaux, mais il n'exerce pas lui-même ces fonctions. **(Independent System Operator – ISO)**

Exploitants régionaux de lignes de transport (ERT) – Organisation qui n'a aucun intérêt dans la production ou la commercialisation de l'électricité et dont les seules responsabilités concernent l'exploitation du réseau maillé de transport électrique, la fiabilité à court terme du réseau et les services de transport d'énergie dans des zones recouvrant plusieurs États. Pour atteindre ces objectifs, les ERT regroupent les installations de transport de plusieurs entreprises de manière à constituer une seule zone de desserte d'un seul tenant. **(Regional Transmission Operator – RTO)**

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) – Agence indépendante relevant du département américain de l'Énergie et qui a notamment pour mandat de régulariser le transport et la vente en vrac d'électricité entre les États.

Fiabilité – Niveau de rendement des divers éléments du réseau de vrac qui livre l'électricité aux clients selon les normes convenues et dans les quantités désirées. La fiabilité d'un réseau peut être mesurée par la fréquence, la durée et l'importance des problèmes d'approvisionnement. On peut évaluer la fiabilité d'un réseau en observant deux aspects fonctionnels de base de celui-ci : son adéquation et sa sécurité. **(reliability)**

Fiabilité du réseau – Mesure de l'aptitude d'un réseau électrique à assurer une livraison ininterrompue de courant à la tension et à la fréquence prescrites. **(system reliability)**

Fréquence – Nombre d’alternances ou de cycles complets par seconde d’un courant alternatif. On le mesure en hertz. La fréquence standard au Canada et aux États-Unis est de 60 Hz. D’autres régions du monde fonctionnent à 50 Hz. **(frequency)**

Génératrice – S’entend généralement d’un appareil électromécanique convertissant en énergie électrique une autre forme d’énergie. **(generator)**

Guides d’exploitation – Pratiques courantes proposées aux zones de contrôle ou aux réseaux fonctionnant dans le cadre d’une zone de contrôle. Leur application est facultative et varie d’une zone à l’autre en fonction des conditions locales et des besoins individuels des réseaux. **(operating guides)**

Impédance – Ensemble des caractéristiques d’un circuit qui s’opposent à l’écoulement du courant alternatif et qui comprennent l’inductance, la capacitance et la résistance. On le mesure en ohms. **(impedance)**

Impédance d’onde en charge – Quantité maximale de puissance réelle qui peut transiter sur une ligne de transport électrique sans que cette ligne n’exige l’application de puissance réactive (en vars) pour supporter le débit. **(surge impedance loading)**

Incident – Défaillance ou panne inattendue d’un élément de réseau : génératrice, ligne de transport, disjoncteur, commutateur, etc. Un incident peut aussi impliquer plusieurs éléments visés par diverses circonstances qui provoquent leur défaillance simultanée. **(contingency)**

Incident simple – Défaillance soudaine et inattendue ou panne d’une installation ou d’un élément de réseau (génératrice, ligne de transport, transformateur, etc.) ou d’un ensemble de ceux-ci. Les événements entraînant le déclenchement d’un plan de mesures correctrices avec mise hors circuit d’éléments de réseau sont considérés des incidents simples. **(single contingency)**

Indisponibilité fortuite – Le fait pour une génératrice, une ligne de transport d’énergie ou un autre élément de réseau d’être retiré du service pour un motif urgent ou à cause d’une panne imprévue. **(forced outage)**

Infrastructure de protection de réseau – L’infrastructure de protection d’un réseau électrique comprend les disjoncteurs, les appareils de mesure du flux électrique (par exemple, les capteurs de courant et de tension) et les relais. Les relais sont conçus pour protéger une pièce d’équipement en particulier. Le principe de base de la protection des réseaux électriques est que toute pièce d’équipement qui risque d’être endommagée par une anomalie durable doit être mise hors service automatiquement. **(grid protection scheme)**

Interconnexion – Lorsque le mot est écrit avec une majuscule, désigne l’un des cinq grands réseaux électriques d’Amérique du Nord, soit les réseaux Eastern, Western, ERCOT (Texas), Québec et Alaska. Lorsque le terme commence par une minuscule, s’entend des installations qui relient deux réseaux ou deux zones de contrôle. Une interconnexion peut aussi désigner les

installations qui relient la génératrice d'un producteur autre qu'un service d'utilité publique à une zone de contrôle ou à un réseau. (**Interconnection - interconnection**)

Interface – Ensemble d'éléments de transport d'énergie qui se situent à la jonction de deux zones ou de deux régions comprenant un ou plusieurs réseaux électriques. (**interface**)

Kilovar (kvar) – Unité de mesure de la puissance réactive égale à 1 000 vars. (**kilovar - kVAr**)

Kilovolt (kV) – Unité de mesure du potentiel électrique égale à 1 000 volts. (**kilovolt - kV**)

Kilovoltampère (kVA) – Unité de puissance apparente égale à 1 000 voltampères. La puissance apparente s'oppose à la puissance réelle. Dans un réseau de courant alternatif, la tension et le courant ne seront pas en phase si on transmet également de la puissance réactive. (**kilovolt ampere – kVA**)

Kilowattheure (kWh) – Unité d'énergie égale à 1 000 wattheures, ou un kilowatt d'énergie consommée pendant une heure. C'est la quantité normale d'énergie utilisée pour mesurer la consommation des clients reliés au réseau électrique et les facturer. Le prix du kilowatt varie approximativement de 4 à 15 cents. À un taux d'efficacité de la conversion égal à 100 %, un kilowattheure équivaut à environ 4 onces liquides d'essence, 3/16 de livre de gaz de pétrole liquéfié, 3 pieds cubes de gaz naturel et ¼ de livre de charbon. (**kilowatt-hour – kWh**)

Ligne de jonction – Liaison physique (ligne de transport d'énergie, transformateur, commutateur, etc.) insérée entre deux réseaux électriques et permettant le transfert d'énergie électrique dans un sens ou dans les deux sens. (**tie line**)

Ligne de répartition – Catégorie de ligne classée selon sa tension ou sa fonction et qui véhicule des tensions comprises entre 69 et 115 kV. (**subtransmission**)

Limite de stabilité – Désigne la puissance maximale qui peut transiter à certains points du réseau sans compromettre la stabilité de l'ensemble ou la partie du réseau visée par la limite de stabilité. (**stability limit**)

Limite de transfert – Quantité maximale de puissance qui peut être transportée de manière fiable d'une zone à une autre sur toutes les lignes ou trajets reliant ces deux zones, dans des conditions données d'exploitation. (**transfer limit**)

Limite thermique – Débit de puissance que peut supporter un élément de réseau sans être endommagé par la chaleur. La chaleur est provoquée par les pertes électriques, lesquelles sont proportionnelles au carré du débit de la puissance réelle. Plus précisément, la limite thermique impose un plafond à la somme des carrés des puissances réelles et réactives. (**thermal limit**)

Limites de sécurité – Limites d'exploitation d'un réseau définissant divers paramètres comme la tension ou l'intensité du courant et qui, si elles sont respectées, le rendent sûr et fiable. (**safe limits**)

Limites de tension – Limites au-dessus ou au-dessous desquelles il n'est pas souhaitable d'exploiter une installation. Les limites normales se situent entre 95 et 105 % de la tension nominale de la barre omnibus en cause. (**voltage limits**)

Limites de tension en situation d'urgence – Gamme des tensions d'exploitation des réseaux interconnectés qui sont admissibles pendant le temps que prendront les rajustements de réseau requis après la panne d'une installation ou la perturbation du réseau. (**Emergency Voltage Limits**)

Limites de tension normale – Gamme des tensions d'exploitation des réseaux interconnectés qui peuvent être maintenues sur une base continue. (**normal voltage limits**)

Marge de transport utilisable – Différence entre le débit de puissance maximum qu'une ligne de transport peut véhiculer et le débit réel de cette même ligne. (**transmission margin**)

Mégawattheure (MWh) – Un million de wattheures. (**megawatt-hour – MWh**)

Méthodes d'exploitation – Ensemble de politiques, pratiques et réglages qui peuvent être automatiquement ou manuellement mis en œuvre pour maintenir l'intégrité opérationnelle des réseaux interconnectés. (**operating procedures**)

Méthodes d'exploitation normale (avant incident) – Méthodes auxquels l'exploitant d'un réseau a normalement recours pour réduire les risques de surcharge ou d'autres défaillances de ses installations en prévision d'un éventuel incident. (**Normal (Precontingency) Operating Procedures**)

Méthodes d'exploitation post-incident – Méthodes permettant d'atténuer les problèmes de fonctionnement survenant après un incident. (**post-contingency operating procedures**)

Mise à la terre – Connexion entre un appareil ou un circuit électrique et la terre. La mise à la terre peut être intentionnelle (c'est le cas d'une mise à la terre de sécurité) ou accidentelle (elle peut alors entraîner de graves surintensités de courant). (**ground**)

NERC Inter-regional Security Network (ISN) – Réseau de communication permettant d'échanger des paramètres d'exploitation des réseaux électriques en temps réel ou presque parmi les opérateurs responsables de la conduite des réseaux électriques. Ce moyen de communication met à la disposition des coordonnateurs de fiabilité et d'autres intervenants un ensemble de données et d'informations précises en temps utile. Le réseau, qui opère au moyen du système de relayage de trame NERCnet, est un intranet privé qui autorise la mise en œuvre d'applications additionnelles entre les participants.

Normes d'exploitation – Prescriptions mesurables visant une zone de contrôle ou les réseaux fonctionnant dans le cadre d'une zone de contrôle. Une norme peut ainsi préciser les modalités de surveillance et d'enquête à mettre en œuvre dans le réseau. (**operating standards**)

North American Electric Reliability Council (NERC) – Organisation sans but lucratif mise sur pied par les services publics d'électricité en 1968 pour améliorer la fiabilité de l'approvisionnement électrique en Amérique du Nord. Le NERC comprend neuf conseils de fiabilité régionaux et un conseil affilié dont les membres fournissent la quasi-totalité de l'électricité utilisée aux États-Unis, au Canada et dans une partie du nord de la Basse-Californie, au Mexique. Les membres de ces conseils viennent de tous les horizons du monde de l'approvisionnement électrique en Amérique du Nord : investisseurs individuels, organismes fédéraux, coopératives rurales, organismes municipaux ou d'État, sociétés d'utilité publique des provinces, producteurs indépendants et revendeurs d'énergie. Les entités composant le NERC sont les suivantes : East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), Mid-Atlantic Area Council (MAAC), Mid-America Interconnected Network (MAIN), Mid-Continent Area Power Pool (MAPP), Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Southeastern Electric Reliability Council (SERC), Southwest Power Pool (SPP), Western Systems Coordinating Council (WSCC) et Alaskan Systems Coordination Council (ASCC, conseil affilié).

Omnibus – Abréviation de l'expression barre omnibus, qui désigne un nœud quelconque implanté dans un réseau électrique et auquel sont reliés une ou plusieurs sources de production et différents circuits de distribution. **(bus)**

Opérateur de réseau – Technicien d'un centre de conduite chargé de surveiller le bon fonctionnement du réseau et d'en assurer la gestion en temps réel. **(System Operator)**

Opérateur de transport – Personne détenant une attestation délivrée par le NERC et qui est responsable de la surveillance et de l'évaluation des conditions de fiabilité locales, qui gère les installations de transport et qui exécute les ordres de commutation qui lui viennent de l'organisme responsable de la fiabilité du réseau. **(Transmission Operator)**

Opérateur de zone de contrôle – Personne ou organisation responsable du contrôle de la production d'énergie de façon à respecter un programme d'échange d'énergie avec d'autres zones de contrôle et à contribuer à la régulation de la fréquence électrique de l'interconnexion. Une zone de contrôle est en fait un réseau électrique dont les différentes parties sont liées par un système de mesure et de télémétrie. **(Control Area Operator)**

Panne – Période pendant laquelle une génératrice, une ligne de transport ou toute autre installation d'un réseau électrique sont mises hors service. **(outage)**

Pannes en cascade – Pertes incontrôlées et successives d'éléments de réseau provoquées par un incident localisé. Les pannes en cascade provoquent des pannes d'envergure, dont il est impossible d'empêcher la progression de proche en proche au-delà d'une zone prédéterminée par des études spécifiques. **(cascading)**

Participant – Tout intervenant qui participe au marché de l'énergie en vendant ou en achetant des droits de transport, de l'énergie et des services connexes à destination, en provenance ou à travers un réseau maillé EIR. **(Market Participant)**

Perturbation – Événement imprévu qui plonge le réseau dans une situation anormale.
(**disturbance**)

Politiques d'exploitation – Principes qui sous-tendent l'exploitation des réseaux interconnectés. Ces principes comprennent des critères, des normes, des besoins, des guides et des directives et s'appliquent à toutes les zones de contrôle. (**operating policies**)

Poste – Point d'un réseau électrique qui contient un ou plusieurs éléments de réseau interconnectés. Une centrale électrique ou une sous-station sont deux exemples de poste.
(**station**)

Poste de manœuvre – Équipement de réseau qui abrite des commutateurs reliant deux circuits électriques ou plus. Ces commutateurs sont disposés de façon sélective pour qu'il soit possible de déconnecter un circuit ou de modifier les connexions électriques entre les circuits individuels.
(**switching station**)

Production d'électricité – Processus consistant à produire de l'énergie électrique à partir d'autres formes d'énergie. Ce peut être aussi la quantité d'énergie électrique produite, généralement exprimée en kilowattheures (kWh) ou en mégawattheures (MWh). (**generation (electricity)**)

Propriétaire de ligne de transport (PLT) ou fournisseur de ligne de transport – Tout service public qui possède, exploite ou contrôle des installations de transport de l'énergie électrique.
(**Transmission Owner – TO, Transmission Provider**)

Puissance – Voir « Puissance réelle ». (**power**)

Puissance apparente – Produit du courant par la tension et par un facteur dépendant du nombre des phases. La puissance apparente englobe les puissances réactive et réelle et est généralement exprimée en kilovoltampères (KVA) ou mégavoltampères (MVA). (**apparent power**)

Puissance réactive – Partie du courant électrique qui crée et maintient les champs magnétiques et électriques du matériel véhiculant un courant alternatif. Il faut fournir de la puissance réactive à la plupart des équipements magnétiques, comme les moteurs et les transformateurs. Cette puissance doit aussi venir compenser les pertes réactives des installations de transport. La puissance réactive est fournie par les génératrices, les condensateurs synchrones et divers dispositifs électrostatiques, comme les condensateurs. Elle influence directement la tension du réseau électrique. Elle s'exprime généralement en kilovars (kvar) ou en mégavars (Mvar). Le produit mathématique de la tension et du courant est absorbé par les charges réactives. Les condensateurs et les inducteurs sont deux exemples d'appareils engendrant une charge réactive. Lorsque ces appareils sont connectés à une source de courant alternatif, ils consomment du courant, mais comme ce courant est déphasé de 90^0 par rapport à la tension appliquée, ils ne consomment pas de puissance réelle au sens propre du terme. (**reactive power**)

Puissance réelle – Taux d'exécution du travail ou de transfert de l'énergie. La puissance électrique est généralement mesurée en watts ou kilowatts. On utilise souvent l'expression «

puissance réelle » plutôt que « puissance » seule pour la distinguer de la « puissance réactive ». Le taux de production, de transfert ou d'utilisation de l'énergie électrique est généralement exprimé en kilowatts (kW) ou en mégawatts (MW). **(real power)**

Réduction de tension – Procédure visant à abaisser volontairement la tension qui s'exerce sur une barre omnibus. On l'utilise souvent pour alléger la demande en abaissant la tension du courant livré aux clients. **(voltage reduction)**

Réglage de la fréquence – Les systèmes de régulation d'une zone de contrôle doivent pouvoir intervenir pour maintenir la fréquence prévue dans un réseau interconnecté. Le redressement peut être opéré par le régulateur de tension de la turbine de la génératrice et par le système automatique de production. **(frequency regulation)**

Réglage des relais – On utilise divers paramètres pour déterminer à quel moment le relais de protection déclenchera un disjoncteur ou un équipement de commande connexe. **(relay setting)**

Règles de fonctionnement – Règles de fonctionnement interne qui s'appliquent à l'ensemble d'une zone de contrôle ou à un réseau qui opère dans le cadre d'une zone de contrôle. **(operating requirements)**

Régulation de la tension – Régulation du niveau de tension d'une ligne de transport par la modulation de la puissance de sortie réactive des génératrices et l'action des transformateurs, ainsi que par les condensateurs et inducteurs de commutation insérés dans le réseau de transport et de distribution électrique. **(voltage control)**

Relais – Dispositif qui commande l'ouverture et la fermeture des disjoncteurs. Les relais reçoivent des données qui leur viennent des transformateurs locaux de courant et de tension, ainsi que des voies de communication raccordées à l'extrémité éloignée des lignes de transport. Au besoin, ils actionnent les disjoncteurs de protection qu'ils contrôlent. **(relay)**

Relais protecteur – Dispositif qui déclenche un disjoncteur ou d'autres mécanismes de protection lorsqu'il détecte certaines anomalies (comme un court-circuit) dans le réseau ou à l'intérieur d'une centrale électrique. **(protective relay)**

Remise en charge – Processus par lequel on remet en marche les génératrices et les divers éléments du réseau de transport, de manière à rétablir la charge du réseau après une panne. **(restoration)**

Répartiteur – Le répartiteur est responsable de la conduite d'un réseau électrique intégré et assume diverses fonctions comme la détermination des puissances de sortie des centrales électriques et d'autres sources d'énergie, la maîtrise des lignes de transport, des postes de distribution et des équipements connexes, le fonctionnement des jonctions et des commutations principales et la programmation des mouvements d'énergie. **(Dispatch Operator)**

Réseau (électrique) – Ensemble interconnecté d'éléments de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, exploité par un service public d'électricité et des producteurs d'énergie indépendants (PÉI), ou encore par un groupe de services publics et des PÉI. **(system)**

Réseau de distribution – Composante d'un réseau électrique qui assure la livraison d'énergie aux utilisateurs finaux, ou qui fonctionne à une tension inférieure à 69 kV. Le réseau de distribution, qui comprend surtout des lignes à basse tension et des transformateurs, « transporte » l'électricité du réseau haute tension vers les revendeurs. **(Distribution Network)**

Réseau de production-transport d'électricité – Expression qui désigne généralement la partie d'un réseau électrique qui comprend les équipements de production d'énergie et le réseau de transport haute tension du courant. **(bulk electric system)**

Réseau de transport – Ensemble interconnecté de lignes et d'équipements connexes qui assurent la circulation ou le transfert de l'énergie électrique entre une centrale de production et des postes où elle sera transformée pour être livrée aux clients ou à d'autres réseaux électriques. **(transmission)**

Réseau interconnecté – Ensemble comprenant deux réseaux électriques individuels ou plus, qui fonctionnent normalement en synchronisme et sont liés par des lignes de jonction. **(interconnected system)**

Réseau maillé – Expression désignant un réseau de transport et/ou de distribution électrique. **(grid)**

Résistance – Aptitude d'un matériau à ralentir la circulation du courant qu'il transmet. La résistance est une caractéristique inhérente à tout fil électrique, y compris ceux utilisés pour le transport du courant électrique. La résistance du fil est à l'origine du réchauffement de celui-ci lorsqu'il est parcouru par le courant et de la perte de puissance qui en découle. (resistance)

SCADA – Abréviation de Supervisory Control and Data Acquisition system. Un système SCADA est un système informatique permettant à un exploitant de réseau de surveiller et de contrôler à distance les éléments de son réseau.

Sécurité – Aptitude d'un réseau à surmonter des perturbations soudaines comme des courts-circuits ou la perte inattendue de certains de ces éléments. (security)

Sous-station – Installation qui commute, change ou régule la tension électrique. **(substation)**

Stabilité – Aptitude d'un réseau électrique à demeurer en état d'équilibre dans des conditions de fonctionnement normales et anormales, ou lors de perturbations. **(stability)**

Stabilité de tension – État d'un réseau électrique dans lequel le niveau de tension est constant et contrôlable et s'inscrit dans les limites prévues. **(voltage stability)**

Stabilité dynamique – Aptitude d'un réseau électrique à maintenir ou à retrouver le synchronisme entre ses différentes parties après avoir été soumis à des perturbations d'une gravité déterminée. **(transient stability)**

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) – Système de contrôle à distance et de télémétrie qui permet de surveiller et de réguler un réseau électrique.

Surcharge de ligne – État d'une ligne de transport d'énergie où la capacité de charge normale ou la capacité de surcharge momentanée du conducteur électrique a été dépassée. **(transmission overload)**

Surtension – Variation transitoire de courant, de tension ou de puissance dans un circuit électrique ou un réseau électrique. **(surge)**

Synchronisation – Processus consistant à connecter deux équipements à courant alternatif après en avoir accordé la fréquence, la tension, les angles de phase, etc. (par exemple, raccorder une génératrice au réseau électrique). **(synchronize)**

Système de gestion d'énergie (SGE) – Un SGE est un système de contrôle informatisé utilisé par les répartiteurs des services publics d'électricité pour surveiller le fonctionnement en temps réel de divers éléments d'un réseau électrique et pour réguler les installations de production et de transport d'électricité. **(Energy Management System – EMS)**

Système de protection spéciale – Système de protection automatique qui détecte les anomalies de fonctionnement du réseau et certaines conditions particulières et qui réagit en prenant des mesures de correction autres que le simple isolement des éléments défectueux, ou qui s'y ajoutent. **(Special Protection System)**

Systèmes d'exploitation automatiques – Systèmes de protection spéciaux et plans de mesures correctrices ou autres n'exigeant aucune intervention de la part des exploitants du réseau. **(Automatic Operating Systems)**

Tension – Force ou « pression » électrique qui pousse le courant à circuler dans un circuit. On la mesure en volts. **(voltage)**

Transformateur – Appareil à induction électromagnétique qui augmente ou abaisse la tension circulant dans un circuit. **(transformer)**

Transport d'énergie à haute tension – Classement fonctionnel ou de tension qui se rapporte à la partie haute d'un réseau de transport d'énergie, plus précisément aux lignes de 115 kV et plus. **(bulk transmission)**

Urgence – Tout état anormal du réseau qui exige une réaction manuelle ou automatique immédiate pour éviter ou limiter la perte d'installations de transport ou de production d'électricité susceptible de compromettre la fiabilité du réseau électrique. **(emergency)**

Vanne – Élément simple ou multiple du réseau de transport servant à modéliser l'effet des flux de courant sur les contraintes de transport d'énergie et les services de transport d'électricité. **(flowgate)**

Verrouillage – État d'une ligne de transport d'énergie après ouverture des disjoncteurs qui la protègent, lorsque l'anomalie détectée par les relais protecteurs n'a pas été éliminée par ouverture temporaire et fermeture consécutive de la ligne, dans certains cas à plusieurs reprises. Dans cette situation, les disjoncteurs ne peuvent généralement pas être refermés sans un ré-enclenchement du dispositif de verrouillage. **(lockout)**

Wattheure (Wh) – Unité de mesure de l'énergie électrique correspondant à un watt de puissance communiqué à un circuit électrique ou reçu de ce circuit pendant une heure. **(watt-hour – Wh)**

Zone de contrôle – Zone couvrant un ou plusieurs réseaux électriques qu'on place sous un plan de conduite automatique unique afin de : (1) équilibrer en tout temps la puissance de sortie des génératrices dans la zone en question, la capacité de transit des lignes et les achats d'énergie de producteurs extérieurs, d'une part, et la charge imposée aux réseaux de la zone, d'autre part; (2) maintenir, dans le cadre d'une saine gestion d'un service public d'électricité, un programme d'échange d'énergie avec d'autres zones de contrôle; (3) garder la fréquence du ou des réseaux d'énergie dans des limites acceptables, dans l'optique d'une saine gestion du service d'utilité publique; et (4) assurer une capacité de production suffisante pour maintenir des réserves opérationnelles adéquates, en conformité avec une saine gestion du service d'utilité publique. **(Control Area)**

Annexe D

Lettres d'accompagnement des trois sous-groupes du Groupes de travail

Mr. James W. Glotfelty
Director, Office of Electric Transmission
and Distribution
U.S. Department of Energy
1000 Independence Avenue SW
Washington, DC 20585

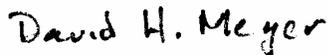
Dr. Nawal Kamel
Special Assistant to the Deputy Minister
Natural Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, ON
K1A 0E4

Dear Mr. Glotfelty and Dr. Kamel:

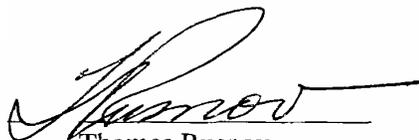
Enclosed is the Interim Report of the Electric System Working Group (ESWG) supporting the United States - Canada Power System Outage Task Force.

This report presents the results of an intensive and thorough investigation by a bi-national team of the causes of the blackout that occurred on August 14, 2003. The report was written largely by four members of the Working Group (Joe Eto, David Meyer, Alison Silverstein, and Tom Rusnov), with important assistance from many members of the Task Force's investigative team. Other members of the ESWG reviewed the report in draft and provided valuable suggestions for its improvement. Those members join us in this submittal and have signed on the attached page. Due to schedule conflicts, one member of the ESWG was not able to participate in the final review of the report and has not signed this transmittal letter for that reason.

Sincerely,



David H. Meyer
Senior Advisor
U.S. Department
of Energy
Co-Chair, ESWG



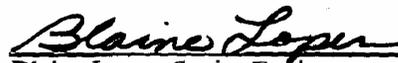
Thomas Rusnov
Senior Advisor
Natural Resources
Canada
Co-Chair, ESWG



Alison Silverstein
Senior Energy Policy Advisor
to the Chairman
Federal Energy Regulatory
Commission
Co-Chair, ESWG



David Burpee, Director,
Renewable and Electrical Energy Division
Natural Resources Canada



Blaine Loper, Senior Engineer
Pennsylvania Public Utility Commission



Donald Downes, Chairman
Connecticut Department of
Public Utility Control

(not able to participate in review)

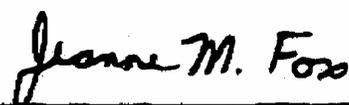
William D. McCarty, Chairman
Indiana Utility Regulatory Commission



Joseph Ito, Staff Scientist
U.S. Department of Energy
Lawrence Berkeley National Laboratory
Consortium for Electric Reliability
Technology Solutions



David McFadden
Chair, National Energy and Infrastructure
Industry Group
Gowlings, Lafleur, Henderson LLP
Ontario



Jeanie Fox, President
New Jersey Board of Public Utilities



David O'Brien, Commissioner
Vermont Department of Public Service



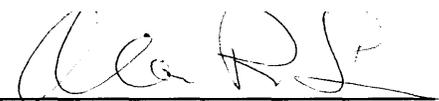
H. Kenneth Haase
Senior Vice President, Transmission
New York Power Authority



David O'Connor, Commissioner
Div. of Energy Resources
Massachusetts Office of Consumer Affairs
And Business Regulation



Gene Whitney, Policy Analyst
National Science and Technology Council
U.S. Office of Science and Technology
Policy
Executive Office of the President



Alan Schriber, Chairman
Ohio Public Utilities Commission



UNITED STATES
NUCLEAR REGULATORY COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20535-0001



Canadian Nuclear
Safety Commission

Commission canadienne
de sûreté nucléaire

President and
Chief Executive Officer

Présidente et
première dirigeante

November 5, 2003

PREDECISIONAL

Mr. James Glotfelty
Senior Policy Advisor
Office of the Secretary
U.S. Department of Energy
1000 Independence Ave., Suite 7B-222
Washington, DC 20585

Dr. Nawal Kamel
Special Assistant to the Deputy Minister
Natural Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, ON
K1A 0E4

Dear Mr. Glotfelty and Dr. Kamel:

Enclosed for incorporation into the Task Force report is the interim phase-one report of the Nuclear Working Group supporting the United States - Canada Joint Power System Outage Task Force. The members of the Nuclear Working Group join us in this submittal and have signed the attached pages. This interim report is predecisional (not for public release) until you issue the Task Force interim report, and should be made available only to those individuals needing this information to support the Task Force activities.

Please provide any comments related to the Canadian nuclear plants to either Mr. Jim Blyth (613-995-2655; blythj@cnsccsn.gc.ca), or Mark Dallaire (613-947-0957; dallairem@cnsccsn.gc.ca). Comments on the U.S. nuclear plants should be directed to either Mr. Cornelius Holden (301-415-3036; cfh@nrc.gov) or Mr John Boska (301-415-2901; jpb1@nrc.gov).

Sincerely,

Nils J. Diaz
Chairman
U.S. Nuclear Regulatory Commission
U.S. Co-chair, Nuclear Working Group

Linda J. Keen
President and Chief Executive Officer
Canadian Nuclear Safety Commission
Canadian Co-chair, Nuclear Working Group

Enclosures: Nuclear Working Group Signature Pages (2)
Nuclear Working Group Interim Report Phase One

PREDECISIONAL

PREDECISIONAL

cc w/encl: Mr. James Blyth
Director General, Reactor Power Regulation
Canadian Nuclear Safety Commission

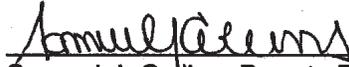
Mr. Samuel J. Collins
Deputy Executive Director, Reactor Programs
U.S. Nuclear Regulatory Commission

PREDECISIONAL

The members of the Nuclear Working Group hereby submit this report as input to the United States - Canada Joint Power System Outage Task Force:



Nils J. Diaz, Chairman
U.S. Nuclear Regulatory Commission
Co-chair, Nuclear Working Group



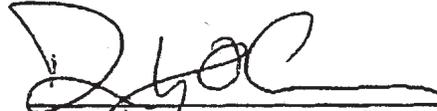
Samuel J. Collins, Deputy Executive Director
for Reactor Programs
U.S. Nuclear Regulatory Commission



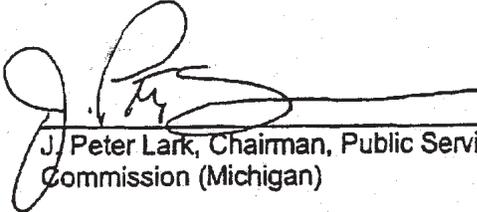
William D. Magwood, IV, Director, Office of
Nuclear Energy, Science and Technology
U.S. Department of Energy



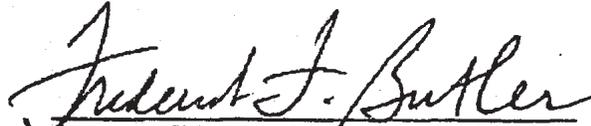
Edward Wilds, Bureau of Air Management,
Department of Environmental Protection
(Connecticut)



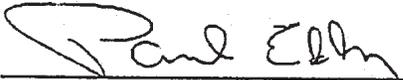
David O'Connor, Commissioner, Division of
Energy Resources, Office of Consumer
Affairs and Business Regulation
(Massachusetts)



J. Peter Lark, Chairman, Public Service
Commission (Michigan)



Frederick F. Butler, Commissioner, New
Jersey Board of Public Utilities (New Jersey)



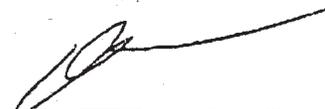
Paul Eddy, Power Systems Operations
Specialist, Public Service Commission (New
York)



Dr. G. Ivan Maldonado, Associate Professor,
Mechanical, Industrial and Nuclear
Engineering; University of Cincinnati (Ohio)



David J. Allard, CHP, Director, Bureau of
Radiation Protection, Department of
Environmental Protection (Pennsylvania)

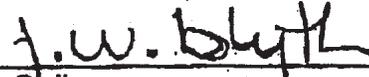


David O'Brien, Commissioner
Department of Public Service (Vermont)

The members of the Nuclear Working Group hereby submit this report as input to the United States - Canada Joint Power System Outage Task Force:



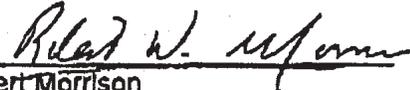
Linda J. Keen
President and Chief Executive Officer
Canadian Nuclear Safety Commission
Co-chair, Nuclear Working Group



James Blyth
Director-General, Directorate of Power
Reactor Regulation
Canadian Nuclear Safety Commission



Ken Pereira
Vice-President, Operations Branch
Canadian Nuclear Safety Commission



Dr. Robert Morrison
Senior Advisor to the Deputy Minister
Natural Resources Canada



Duncan Hawthorne
Chief Executive Officer
Bruce Power
(Representing the Province of Ontario)

Mr. James W. Glotfelty
Director, Office of Electric Transmission
and Distribution
U.S. Department of Energy
1000 Independence Avenue SW
Washington, DC 20585

Dr. Nawal Kamel
Special Assistant to the Deputy Minister
Natural Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, ON
K1A 0E4

Dear Mr. Glotfelty and Dr. Kamel:

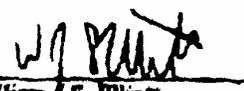
Enclosed is the Interim Report of the Security Working Group (SWG) supporting the United States - Canada Power System Outage Task Force.

The SWG Interim Report presents the results of the Working Group's analysis to date of the security aspects of the power outage that occurred on August 14, 2003. This report comprises input from public sector, private sector, and academic members of the SWG, with important assistance from many members of the Task Force's investigative team. As co-chairs of the Security Working Group, we represent all members of the SWG in this submittal and have signed below.

Sincerely,



Bob Lisowski
Assistant Secretary for
Infrastructure Protection,
U.S. Department of Homeland Security
Co-Chair, SWG



William S. Elliott
Assistant Secretary to the Cabinet,
Security and Intelligence,
Privy Council Office
Government of Canada
Co-Chair, SWG

Attachment 1:

U.S.-Canada Power System Outage Task Force SWG Steering Committee members:

Bob Liscouski, Assistant Secretary for Infrastructure Protection, Department of Homeland Security (U.S. Government) (Co-Chair)

William J.S. Elliott, Assistant Secretary to the Cabinet, Security and Intelligence, Privy Council Office (Government of Canada) (Co-Chair)

U.S. Members

Andy Purdy, Deputy Director, National Cyber Security Division, Department of Homeland Security

Hal Hendershot, Acting Section Chief, Computer Intrusion Section, FBI

Steve Schmidt, Section Chief, Special Technologies and Applications, FBI

Kevin Kolevar, Senior Policy Advisor to the Secretary, DoE

Simon Szykman, Senior Policy Analyst, U.S. Office of Science & Technology Policy, White House

Vincent DeRosa, Deputy Commissioner, Director of Homeland Security (Connecticut)

Richard Swensen, Under-Secretary, Office of Public Safety and Homeland Security (Massachusetts)

Colonel Michael C. McDaniel (Michigan)

Sid Caspersen, Director, Office of Counter-Terrorism (New Jersey)

James McMahon, Senior Advisor (New York)

John Overly, Executive Director, Division of Homeland Security (Ohio)

Arthur Stephens, Deputy Secretary for Information Technology, (Pennsylvania)

Kerry L. Sleeper, Commissioner, Public Safety (Vermont)

Canada Members

James Harlick, Assistant Deputy Minister, Office of Critical Infrastructure Protection and Emergency Preparedness

Michael Devaney, Deputy Chief, Information Technology Security Communications Security Establishment

Peter MacAulay, Officer, Technological Crime Branch of the Royal Canadian Mounted Police

Gary Anderson, Chief, Counter-Intelligence – Global, Canadian Security Intelligence Service

Dr. James Young, Commissioner of Public Security, Ontario Ministry of Public Safety and Security

