



Dossier OF-Surv-OpAud-E101-2019-2020-01

11 mars 2020

Monsieur Guy Jarvis
Président des pipelines de liquides
Dirigeant responsable aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*
Pipelines Enbridge Inc.
Fifth Avenue Place, bureau 3000
425, Première Rue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 3L8
Courriel : [REDACTED]

Rapport de vérification final de la Régie de l'énergie du Canada pour Pipelines Enbridge Inc. (« Enbridge ») – Gestion de la salle de commande

Monsieur,

Vous trouverez ci-joint une copie du rapport final sur la vérification de la gestion de la salle de commande d'Enbridge qui a été menée du 7 juin au 12 septembre 2019. L'Office national de l'énergie a commencé cette vérification aux termes du paragraphe 49(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

Pendant la période de vérification, le projet de loi C-69 du gouvernement fédéral est entré en vigueur, et le 28 août 2019, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* a été remplacée par la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »). Cette transition n'a eu que des répercussions minimales sur l'essence de l'activité de vérification de la conformité dont il est question ici. L'Office a été remplacé par la Commission de la Régie de l'énergie du Canada, et son personnel est devenu celui de la Régie. La vérification a été poursuivie par la Régie et son personnel suivant le paragraphe 103(3) de la LRCE. Le libellé du présent rapport reflète cette transition. Pour en savoir plus sur la transition et ses répercussions, veuillez consulter le [site Web](#) de la Régie.

Le 28 novembre 2019, la Régie a envoyé à Enbridge un rapport provisoire sur la vérification de la gestion de la salle de commande de la société afin qu'elle le lise et le commente. Enbridge a répondu le 23 décembre 2019. La Régie a pris connaissance des commentaires d'Enbridge et a apporté à son rapport les changements jugés appropriés. Vous trouverez ci-joint la version finale du rapport et ses diverses annexes.

Plan de mesures correctives et préventives (« PMCP »)

Enbridge doit soumettre pour approbation un PMCP qui présente les méthodes, les justifications et les échéanciers relatifs à la correction des non-conformités signalées dans le présent rapport. Ce plan doit être déposé auprès de la secrétaire de la Commission dans les 30 jours civils suivant la réception du présent rapport.

La Régie publiera le présent rapport de vérification final et le PMCP approuvé sur son site Web. Enbridge aura l'occasion de prendre connaissance de ces documents avant qu'ils soient rendus publics et de demander que certains renseignements soient caviardés, selon les dispositions de la *Loi sur l'accès à l'information* et de la *Loi sur la protection des renseignements personnels*.

.../2

La Régie surveillera et évaluera les mesures correctives et préventives d'Enbridge jusqu'à ce qu'elles soient entièrement mises en œuvre. De plus, la Régie ordonne que les exigences approuvées du PMCP soient appliquées à tout le système, lorsque possible, pour remédier à des lacunes semblables. Par ailleurs, la Régie continuera de surveiller la mise en œuvre et l'efficacité du système et des programmes de gestion d'Enbridge au moyen d'activités de vérification de la conformité ciblées qui s'inscrivent dans la démarche de réglementation continue qu'elle a adoptée pour assurer la surveillance de la construction et de l'exploitation du projet.

Pour tout renseignement supplémentaire ou clarification, veuillez communiquer avec Mark Tinney, auditeur principal, Secteur des activités systémiques, au 403 966-1065 ou numéro sans frais 1-800-899-1265.

Veuillez agréer, Monsieur, mes sincères salutations.

Mark Tinney
Auditeur principal
Numéro d'inspecteur : 2777

Pièce jointe

c.c. [REDACTED], directrice des affaires réglementaires
Courriel : [REDACTED]

[REDACTED], responsable des affaires réglementaires
Courriel : [REDACTED]



Régie de l'énergie
du Canada

Canada Energy
Regulator

517, Dixième Avenue S.-O., bureau 210
Calgary (Alberta) T2R 0A8

Rapport de vérification final
Vérification de la gestion de la salle de commande

Activité de vérification de la conformité CV1920-400
Dossier OF-Surv-OpAud-E101-2019-2020-01

Pipelines Enbridge Inc.
425, Première Rue S.-O., bureau 200
Calgary (Alberta) T2P 3L8

Date : 11 mars 2020



Résumé

Conformément au paragraphe 49(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie a commencé une vérification de la conformité de la gestion de la salle de commande de Pipelines Enbridge Incorporated (« Enbridge ») (la « vérification ») le 7 juin 2019.

Le 28 août 2019, le projet de loi C-69 est entré en vigueur, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* a été remplacée par la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »), et l'Office a été remplacé par la Régie de l'énergie du Canada. Le personnel de vérification de l'Office est devenu celui de la Régie; il a poursuivi la vérification aux termes du paragraphe 103(3) de la LRCE et l'a terminée le 12 septembre 2019.

La vérification avait pour objectif de vérifier si Enbridge avait établi et mis sur pied un système de commande de pipelines et un système de détection de fuites conformément aux exigences du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (DORS/99-294) (« RPT ») et de la norme CSA Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (« norme CSA Z662 »), et si les processus d'utilisation et de maintenance du système de commande étaient efficacement intégrés au système de gestion de la société.

La vérification visait le personnel, les processus et les activités liés à l'utilisation et au contrôle des systèmes de commande de pipelines de liquides et de détection de fuites. La portée comprenait les conditions d'exploitation normales et inhabituelles, y compris les arrêts d'urgence, qui prévalaient pendant la vérification et dans les six mois précédents, pour en vérifier la conformité aux articles pertinents du RPT et de la norme CSA Z662.

La Régie a réalisé la vérification en suivant les protocoles décrits à l'annexe 1 du présent rapport, qui visent la gestion de la salle de commande. Elle a vérifié si les documents, les processus et les activités d'Enbridge respectaient les exigences (notamment celles qui sont prévues par la loi) relevant de la Régie qui figurent dans :

- la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »);
- le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (DORS/99-294) (« RPT »);
- les conditions assorties aux ordonnances et certificats applicables délivrés par la Régie.

Parmi les 21 exigences réglementaires établies dans le protocole de vérification, la Régie a jugé qu'Enbridge omettait de se conformer à l'une d'entre elles, mais n'a constaté aucun problème pour les 20 autres. La non-conformité est liée au fait qu'Enbridge a été incapable de démontrer qu'elle avait vérifié le système de commande de pipelines à intervalles d'au plus trois ans, comme l'exige l'article 55 du RPT. Cette conclusion avait déjà été rendue à l'issue d'une vérification précédente d'Enbridge en 2014-2015. Les conclusions de la vérification dont il est question ici sont résumées au tableau 1 et détaillées à l'annexe 1 du présent rapport.

Selon les entrevues menées avec le personnel d'Enbridge et l'examen des renseignements fournis par la société, la Régie estime que la non-conformité n'entraîne pas de problème imminent ou immédiat en ce qui concerne la sécurité ou la protection de l'environnement.

Elle ordonne à Enbridge de soumettre pour approbation un plan de mesures correctives et préventives (« PMCP ») qui présente les méthodes et les échéanciers relatifs à la correction de la non-conformité signalée dans le présent rapport. Ce plan doit être déposé auprès de la secrétaire de la Commission dans les 30 jours suivant la publication du présent rapport de vérification final.

La Régie évaluera l'exécution du PMCP pour veiller à ce que tout soit conforme. Elle continuera aussi de surveiller la mise en œuvre et l'efficacité globales du système de gestion d'Enbridge par

des vérifications de conformité ciblées qui s'inscrivent dans son mandat permanent de réglementation.

Table des matières

Résumé	2
1.0 Introduction	5
1.1 Objectifs de la vérification	5
1.2 Portée et méthode de vérification	5
2.0 Description des installations et des processus	6
3.0 Évaluation de la conformité	7
3.1 Généralités	7
3.2 Évaluation des installations réglementées d'Enbridge	8
3.3 Liste des constatations de la vérification	8
4.0 Conclusion	14
Annexe 1.0 – Tableaux d'évaluation de la vérification	15
PV-01 : Énoncés de politiques et d'engagements	15
PV-02 : Répertoire des dangers	18
PV-03 : Évaluation des risques	20
PV-04 : Mécanismes de contrôle	23
PV-05 : Buts, cibles et objectifs	26
PV-06 : Structure organisationnelle, rôles et responsabilités	29
PV-07 : Contrôle opérationnel	32
PV-08 : Manuels d'exploitation et d'entretien	35
PV-09 : Système de commande de pipelines et système de détection de fuites	39
PV-10 : Système d'enregistrement des données du système de commande de pipelines	43
PV-11 : Enquête sur les incidents, les quasi-incidents et les non-conformités	45
PV-12 : Manuel des mesures d'urgence	48
PV-13 : Analyse des alarmes de fuites	50
PV-14 : Mise hors service en toute sécurité de pipelines en cas d'urgence	52
PV-15 : Formation, compétence et évaluation	55
PV-16 : Formation, compétence et évaluation	60
PV-17 : Rapport annuel sur le programme de formation	65
PV-18 : Vérifications de la salle de commande	68
PV-19 : Système de détection de fuites – Vérifications des incidents spéciaux	72
PV-20 : Examen de gestion annuel	76
PV-21 : Systèmes de commande de pipelines et de détection de fuites	79
Annexe 2.0 – Cartes et description du réseau	83
Annexe 3.1 – Abréviations	87
Annexe 3.2 – Glossaire	88
Annexe 4 – Listes des représentants de la société interrogés et des documents examinés ...	91
TABLEAU 1 – RÉSUMÉ DES CONSTATATIONS	

10



1.0 Introduction

Conformément au paragraphe 49(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie a commencé une vérification de la conformité de la gestion de la salle de commande de Pipelines Enbridge Incorporated (« Enbridge ») (la « vérification ») le 7 juin 2019.

Le 28 août 2019, le projet de loi C-69 est entré en vigueur, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* a été remplacée par la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE »), et l'Office a été remplacé par la Régie de l'énergie du Canada. Le personnel de vérification de l'Office est devenu celui de la Régie; il a poursuivi la vérification aux termes du paragraphe 103(3) de la LRCE et l'a terminée le 12 septembre 2019.

Le personnel de vérification a suivi le protocole détaillé à l'annexe 1 du présent rapport. Les abréviations et la terminologie utilisées sont présentées à l'annexe 3.

1.1 Objectifs de la vérification

La vérification avait pour objectif de vérifier ce qui suit :

- si Enbridge avait établi et mis sur pied un système de commande de pipelines et un système de détection de fuites conformément aux exigences du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (DORS/99-294) (« RPT ») et de la norme CSA Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (« norme CSA Z662 »);
- si les processus d'utilisation et de maintenance du système de commande étaient efficacement intégrés au système de gestion de la société.

1.2 Portée et méthode de vérification

La vérification visait le personnel, les processus et les activités liés à l'utilisation et au contrôle des systèmes de commande de pipelines de liquides et de détection de fuites. La portée comprenait les conditions d'exploitation normales et inhabituelles, y compris les arrêts d'urgence, qui prévalaient pendant la vérification et dans les six mois précédents, pour en vérifier la conformité aux articles pertinents du RPT et de la norme CSA Z662.

Pour évaluer la conformité d'Enbridge, le personnel de vérification de la Régie a examiné un échantillon des documents et des dossiers de la société, visité les salles de commande principale et secondaire de pipelines de liquides, et mené des entrevues avec le personnel de la société.

Le 7 juin 2019, l'Office a envoyé un avis à Enbridge pour l'informer de son intention d'effectuer la vérification et lui en présenter en détail les objectifs et la portée. L'auditeur principal a remis le protocole de vérification et une première demande de renseignements à Enbridge le 18 juin 2019, et a effectué un suivi le 21 juin suivant en rencontrant des employés d'Enbridge dans les bureaux de la société à Edmonton pour discuter des plans et du calendrier de vérification.

L'examen des documents a commencé le 24 juillet 2019, et les entrevues sur place ont été menées du 12 au 16 août 2019. Le personnel de vérification de la Régie a visité les salles de commande principale et secondaire d'Enbridge LP et assisté à un changement de quart pour les postes de chef de quart, de conseiller technique principal et d'opérateur de la salle de commande.

Le 23 août 2019, le personnel de vérification de la Régie a communiqué à Enbridge un résumé des résultats préalable à la clôture de la vérification qui faisait état de lacunes. Il a donné à la société une semaine pour lui remettre tout document ou dossier supplémentaire pouvant apporter les renseignements manquants ou prouver la conformité. Le personnel a ensuite reçu d'Enbridge de l'information supplémentaire pour faciliter l'évaluation définitive de la conformité. Il a tenu une réunion de clôture avec Enbridge le 12 septembre 2019.

2.0 Description des installations et des processus

Enbridge Pipelines Incorporated est une filiale d'Enbridge Incorporated dont le siège social canadien se trouve à Calgary. Enbridge exploite des réseaux de pipelines de liquides et de gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Elle utilise des systèmes de commande différents pour ces deux types de réseaux. Pour la vérification, la Régie a examiné la gestion de la salle de commande des pipelines de liquides, y compris le système de commande et le système de détection de fuites. L'annexe 2 présente les pipelines de liquides réglementés par la Régie.

La structure de gestion globale et le cadre du système de gestion d'Enbridge décrivent les exigences minimales qui doivent figurer dans le système de gestion intégrée de chaque secteur. Le document *LP Integrated Management System Document* (« IMSD ») explique l'objectif et la structure du système de gestion intégrée des pipelines de liquides et renvoie aux normes, processus et méthodes applicables aux programmes de gestion. Ce document régit les six programmes visés à l'article 55 du RPT en plus de plusieurs autres programmes d'Enbridge. L'un d'eux, le programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien, fournit un cadre pour les activités d'exploitation, dont la commande des pipelines de liquides.

Enbridge a des salles de commande principale et secondaire pour exploiter et commander les pipelines de liquides réglementés par la Régie.

La salle de commande principale compte 49 pupitres destinés au personnel de la salle; 48 sont gérés par les opérateurs, les conseillers techniques principaux et les chefs de quart; un est réservé à l'analyste en détection des fuites en fonction. Certains pupitres servent à exploiter et à commander des pipelines, d'autres, des terminaux. Quinze canalisations réglementées par la Régie sont ainsi commandées.

Certains pupitres servent à exploiter et à commander des actifs réglementés uniquement par la Régie, par la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration des États-Unis (« PHMSA ») ou par une province; les autres visent des actifs réglementés à la fois par la Régie et la PHMSA. Les pupitres sont néanmoins tous utilisés selon les mêmes marches à suivre. La société ne dispose pas d'un ensemble de méthodes pour les actifs réglementés par la Régie et d'un autre, distinct, pour ceux qui sont réglementés par la PHMSA ou les provinces.

Les quarts de travail durent 12 heures; les employés travaillent de deux à quatre nuits d'affilée, puis passent au quart de jour après une période de repos. Aucun employé ne peut travailler plus de quatre nuits d'affilée.

Pour réduire la fatigue et permettre aux travailleurs d'être aussi alertes que possible, la société dispose de plusieurs politiques, processus et installations.

Elle offre aux opérateurs une formation polyvalente : un opérateur peut être qualifié pour exploiter et commander les actifs sur trois pupitres différents. La société accroît ainsi sa marge de manœuvre pendant les congés de maladie ou les vacances, ou lorsqu'un opérateur très occupé a besoin de l'aide d'un collègue. Les conseillers techniques principaux et les chefs de quart sont tous d'anciens opérateurs promus à leur poste actuel en raison de leurs compétences et de leurs connaissances; ils peuvent donc également donner un coup de main au besoin.

Chaque trimestre, Enbridge effectue un exercice pendant lequel la commande de l'exploitation passe de la salle de commande principale à la salle de commande secondaire. Elle l'organise de sorte que le système de commande demeure fonctionnel et qu'aucune interruption ne soit

nécessaire. Dans la réalité, il pourrait falloir mettre hors service le pipeline à partir de la salle de commande principale et le remettre en service à partir de la salle de commande secondaire, une fois que les opérateurs y auraient pris place. Les exercices trimestriels sont planifiés pour que tous les chefs de quart, conseillers techniques principaux, analystes en détection des fuites et opérateurs de la salle de commande expérimentent la procédure au moins une fois par année.

Enbridge se prépare actuellement à passer à un nouveau système d'acquisition et de contrôle des données (« SCADA »). Cette conversion prévoit entre autres l'utilisation de « bureaux appariés » : le nouveau système est installé sur deux pupitres appariés. Pendant deux mois, l'opérateur suit une formation et utilise le nouveau système en même temps que l'ancien. Au bout de cette période, il passe uniquement au nouveau système. La société estime qu'il lui faudra plusieurs années pour convertir tous ses pupitres.

3.0 Évaluation de la conformité

3.1 Généralités

Le RPT exige de chaque société qu'elle établisse et mette sur pied, dans le cadre de ses systèmes de gestion, un système de commande de pipelines et un système de détection de fuites. Des systèmes de gestion conçus et mis en œuvre avec soin témoignent de l'engagement d'une société à améliorer continuellement la sécurité et la protection de l'environnement tout au long du cycle de vie de ses installations, favorisent une culture de sécurité, et sont indispensables pour protéger les personnes et l'environnement. Les systèmes de commande et de détection de fuites doivent respecter les exigences de la norme CSA Z662 et tenir compte de la complexité du pipeline, de son exploitation et des produits transportés.

Aux fins de la vérification, la Régie s'attendait notamment à ce qu'Enbridge ait établi et mis en œuvre ce qui suit :

- une structure organisationnelle efficace, des exigences quant aux compétences et à la formation, ainsi que des programmes et des processus de formation qui établissent et communiquent les rôles, les responsabilités et les pouvoirs, et permettent de vérifier la compétence des travailleurs;
- des manuels d'exploitation et d'entretien pour la salle de commande, conçus pour assurer l'exploitation sécuritaire et efficace des pipelines ainsi que la protection des gens et de l'environnement;
- un processus relatif aux rapports, analyses et enquêtes internes sur les dangers réels et potentiels, incidents et quasi-incidents signalés grâce au centre de commande qui permet de prendre des mesures correctives et préventives, notamment pour gérer les dangers imminents;
- des mesures d'assurance de la qualité, notamment des vérifications et des inspections, permettant de veiller à ce que le système de commande de pipelines soit utilisé et maintenu efficacement et à ce que le personnel s'acquitte de ses fonctions avec compétence et de manière conforme aux exigences de la société.

Chaque société et ses systèmes de gestion doivent satisfaire à toutes les exigences applicables de la LRCE et de ses règlements d'application, des normes mentionnées dans la réglementation, notamment la norme CSA Z662, et des ordonnances et certificats qui visent spécifiquement la société.

L'article 6.1 du RPT exige que chaque société réglementée par la Régie établisse et maintienne un système de gestion qui répond aux exigences suivantes :

- il est systématique, explicite, exhaustif et proactif;

- il intègre les activités opérationnelles et les systèmes techniques de la société à la gestion des ressources humaines et financières pour lui permettre de respecter les obligations de la société prévues à l'article 6 du RPT;
- il s'applique à toutes les activités de la société en matière de conception, de construction, d'exploitation et de cessation d'exploitation d'un pipeline ainsi qu'à chacun des programmes visés à l'article 55 du RPT;
- il assure la coordination des programmes visés à l'article 55 du RPT;
- il est adapté à la taille de la société, à l'importance, à la nature et à la complexité de ses activités ainsi qu'aux dangers et aux risques qui y sont associés.

3.2 Évaluation des installations réglementées d'Enbridge

L'évaluation de la conformité d'Enbridge aux exigences réglementaires effectuée par le personnel de vérification de la Régie est résumée au tableau 1 et détaillée à l'annexe 1 du présent rapport. Le personnel de vérification de la Régie n'a constaté aucun problème pour vingt (20) des exigences réglementaires du protocole, mais a jugé qu'Enbridge omettait de se conformer à l'une (1) d'entre elles. La non-conformité est liée au fait qu'Enbridge a été incapable de démontrer qu'elle avait vérifié le système de commande de pipelines à intervalles d'au plus trois ans, comme l'exige l'article 55 du RPT. Cette conclusion avait déjà été rendue à l'issue d'une vérification précédente d'Enbridge lors de l'exercice 2014-2015. Pour en savoir plus, consulter l'évaluation de l'élément **PV-18** :

Vérification des salles de commande de l'annexe 1.

3.3 Liste des constatations de la vérification

Deux constatations sont possibles pour chaque élément du protocole de vérification évalué par la Régie :

- Rien à signaler – *D'après l'information obtenue et examinée, aucun cas de non-conformité n'a été relevé.*
- Non conforme – *Un élément réglementaire évalué ne satisfait pas aux exigences prévues par la loi. La société n'a pas démontré qu'elle a élaboré et mis en œuvre des programmes, processus et marches à suivre conformes aux exigences prévues par la loi. Elle doit donc concevoir et exécuter un plan de mesures correctives et préventives.*

Le tableau qui suit donne les grandes lignes des constatations de la vérification de la Régie. Elles sont reprises à l'annexe 1, *Tableaux d'évaluation de la vérification*, qui contient des renseignements supplémentaires sur l'examen et sur la teneur de chaque constatation.

Tableau 1 – Résumé des constatations

Élément du protocole de vérification (« PV »)	Référence réglementaire	Sujet du protocole	État	Résumé de la constatation
PV-01	RPT, paragraphe 6.3(1)	Énoncés de politiques et d'engagements	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a les énoncés de politiques et d'engagements requis.
PV-02	RPT, alinéa 6.5(1)d)	Répertoire des dangers	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle répertorie les dangers associés aux opérations de son centre de commande.
PV-03	RPT, alinéa 6.5(1)e)	Évaluation des risques	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle évalue les risques associés aux dangers répertoriés.
PV-04	RPT, alinéa 6.5(1)f)	Mécanismes de contrôle	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a élaboré des mécanismes de contrôle convenables pour gérer les risques associés aux dangers répertoriés.
PV-05	RPT, alinéa 6.5(1)a)	Buts, cibles et objectifs	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a des objectifs et des cibles pour les opérations de son centre de commande qui visent à atteindre les buts qu'elle s'est fixés.
PV-06	RPT, article 6.4	Structure organisationnelle, rôles et responsabilités	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a une structure organisationnelle adéquate pour gérer le centre de commande et qu'elle a déterminé les rôles et les responsabilités de chaque poste.
PV-07	RPT, alinéa 6.5(1)q)	Contrôle opérationnel	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles de la salle de commande.

Élément du protocole de vérification (« PV »)	Référence réglementaire	Sujet du protocole	État	Résumé de la constatation
PV-08	RPT, article 27	Manuels d'exploitation et d'entretien	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a établi et qu'elle révisé régulièrement et met à jour au besoin des manuels d'exploitation et d'entretien pour la salle de commande.
PV-09	RPT, alinéa 37c)	Système de commande de pipelines et système de détection de fuites	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a établi et mis sur pied un système de commande de pipelines comprenant un système de détection de fuites. Toutefois, étant donné la portée et le protocole de la vérification, le personnel de vérification n'a pas évalué la conformité de ce système de commande à toutes les exigences de la norme CSA Z662.
PV-10	RPT, alinéa 37b)	Système d'enregistrement des données du système de commande de pipelines	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a établi et mis sur pied un système de commande de pipelines qui enregistre les données chronologiques de l'exploitation des pipelines, les messages et les alarmes pour rappel.
PV-11	RPT, alinéa 6.5(1)r)	Enquêtes sur les incidents, les quasi-incidents et les non-conformités	Rien à signaler	Enbridge a démontré, compte tenu de la portée et des objectifs de la vérification, qu'elle a établi et mis en œuvre un processus relatif aux rapports internes sur les dangers réels et potentiels, les incidents et les quasi-incidents liés à l'exploitation des pipelines permettant de prendre des mesures correctives et préventives.

Élément du protocole de vérification (« PV »)	Référence réglementaire	Sujet du protocole	État	Résumé de la constatation
PV-12	RPT, paragraphe 32(1.1)	Manuel des mesures d'urgence	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a élaboré et qu'elle révisé régulièrement et met à jour au besoin un manuel des mesures d'urgence pour la salle de commande.
PV-13	CSA Z662-15, article E.4.3.2	Analyse des alarmes de fuites	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle analyse toutes les alarmes de fuites pour en déterminer la cause.
PV-14	CSA Z662-15, article 10.5.2.1	Mise hors service en toute sécurité de pipelines en cas d'urgence	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a établi une marche à suivre en cas d'urgence prévoyant la commande et la mise hors service en toute sécurité du réseau de canalisations.
PV-15	RPT, alinéa 6.5(1)j)	Formation, compétence et évaluation	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a établi des critères de compétence et élaboré des programmes de formation pour les contrôleurs de pipelines.
PV-16	RPT, alinéa 6.5(1)k)	Formation, compétence et évaluation	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour s'assurer que les employés de la salle de commande sont formés et compétents et pour les superviser afin qu'ils puissent s'acquitter de leurs tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.

Élément du protocole de vérification (« PV »)	Référence réglementaire	Sujet du protocole	État	Résumé de la constatation
PV-17	RPT, alinéa 56b)	Rapport annuel sur le programme de formation	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle compare annuellement la formation reçue par les employés du centre de commande à celle qui est prévue, et qu'elle transmet l'information à la haute direction. Toutefois, étant donné la portée de la vérification, le personnel de vérification n'a pas vérifié si un rapport annuel sur le programme de formation était produit pour toute la société.
PV-18	RPT, paragraphes 55(1) et (2)	Vérifications de la salle de commande	Non conforme	Si Enbridge a démontré qu'elle a effectué une vérification de sa salle de commande, cette vérification ne respectait pas les exigences réglementaires de l'alinéa 55(1)b) du RPT, parce qu'elle ne visait pas la conformité au RPT des processus du centre de commande. De plus, Enbridge a été incapable de démontrer qu'elle vérifie sa salle de commande à intervalles d'au plus trois ans. Un pareil cas de non-conformité avait déjà été signalé à l'issue d'une précédente vérification d'Enbridge menée par l'Office en 2014-2015.
PV-19	CSA Z662-15, article E.8.4	Système de détection de fuites – Vérifications des incidents spéciaux	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle effectue des vérifications du système de détection de fuites pour évaluer les incidents, conformément à l'article E.8.4 de la norme CSA Z662-15.

Élément du protocole de vérification (« PV »)	Référence réglementaire	Sujet du protocole	État	Résumé de la constatation
PV-20	RPT, alinéa 6.5(1)x)	Examen de gestion annuel	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a un processus permettant de procéder à des examens de gestion annuels des opérations de sa salle de commande et de veiller à l'amélioration continue.
PV-21	RPT, alinéa 37a)	Conception, maintenance et fonctions d'exploitation du système d'acquisition et de contrôle des données (« SCADA »)	Rien à signaler	Enbridge a démontré qu'elle a établi et mis sur pied un système de commande de pipelines qui comprend les installations et les marches à suivre servant à commander et à contrôler l'exploitation du pipeline.

4.0 Conclusion

Compte tenu de la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie a jugé qu'Enbridge utilise ses systèmes de commande de pipelines de liquides et de détection de fuites d'une manière qui protège ses employés, le public et l'environnement. Enbridge a pu démontrer que les opérations de son centre de commande de pipelines de liquides sont intégrées à son système de gestion.

Enbridge a démontré, selon la portée de la vérification, qu'elle a établi et mis en œuvre ce qui suit :

- une structure organisationnelle efficace, des exigences quant aux compétences et à la formation, ainsi que des programmes et des processus de formation qui établissent et communiquent les rôles, les responsabilités et les pouvoirs, et permettent de vérifier la compétence des travailleurs;
- des manuels d'exploitation et d'entretien pour la salle de commande, conçus pour assurer l'exploitation sécuritaire et efficace des pipelines ainsi que la protection des gens et de l'environnement;
- un processus relatif aux rapports, analyses et enquêtes internes sur les dangers réels et potentiels, incidents et quasi-incidents signalés grâce au centre de commande qui permet de prendre des mesures correctives et préventives, notamment pour gérer les dangers imminents;
- des mesures d'assurance de la qualité, notamment des vérifications et des inspections, permettant de veiller à ce que les systèmes de commande de pipelines et de détection de fuites soient utilisés et maintenus efficacement et à ce que le personnel s'acquitte de ses fonctions avec compétence et de manière conforme aux exigences de la société.

Cependant, le personnel de vérification de la Régie a constaté que les vérifications effectuées par Enbridge n'étaient pas conformes à l'article 55 du RPT. La non-conformité est liée à la fréquence et à l'exhaustivité de la vérification du système de commande de pipelines. Un pareil cas de non-conformité avait déjà été signalé à l'issue d'une précédente vérification d'Enbridge menée à l'exercice 2014-2015.

La Régie exige qu'Enbridge corrige la lacune relevée pendant la vérification. Par conséquent, elle lui ordonne d'élaborer et de soumettre à la secrétaire de la Commission un plan de mesures correctives et préventives (« PMCP ») qui vise à répondre à la conclusion de la Régie décrite à l'annexe 1. La société doit y présenter son analyse des lacunes ainsi que les méthodes et l'échéancier qu'elle propose pour les corriger. Elle doit soumettre son plan pour approbation dans les 30 jours suivant la publication par la Régie du présent rapport de vérification final.

La Régie examinera la mise en œuvre du PMCP pour s'assurer qu'elle est complète et faite en temps voulu.

La Régie publiera le rapport de vérification final et le PMCP approuvé d'Enbridge sur son site Web.



Annexe 1.0 – Tableaux d'évaluation de la vérification

PV-01 : Énoncés de politiques et d'engagements

Exigence réglementaire
Paragraphe 6.3(1) du RPT – La compagnie établit des politiques et des buts documentés lui permettant de respecter les obligations prévues à l'article 6, y compris b) les buts en matière de prévention des ruptures, de rejets de gaz et de liquides, des décès et des blessures et en matière d'intervention en cas d'incidents et de situations d'urgence.
Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi des politiques et des buts documentés en matière de prévention des ruptures, des rejets de gaz et de liquides, des décès et des blessures, et d'intervention en cas d'incidents et de situations d'urgence.
Résumé des renseignements fournis par Enbridge
Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a fourni ce qui suit au personnel de vérification de la Régie :
<ul style="list-style-type: none">• <i>Integrated Management System Document</i>• <i>Liquid Pipelines Strategic and Business Planning Process</i>• <i>LP Safety and Reliability Commitment Statement</i>• <i>Policy – Emergency Management</i>• <i>Policy – Environmental</i>• <i>Policy – Health and Safety</i>• <i>Policy – Integrity Management</i>• Lien vers la <i>Safety and Reliability Policy</i>
Évaluation
Le personnel de vérification de la Régie a examiné les documents fournis par Enbridge à la lumière des politiques et buts de celle-ci, qui sont énoncés à la section 1.5 de son document <i>Integrated Management System Document</i> (« IMSD ») et se rapportent à ce qui suit :
<ul style="list-style-type: none">• la prévention des ruptures et des rejets de liquides;• la prévention des décès et des blessures;• l'intervention en cas d'incidents et de situations d'urgence;• les autres buts applicables aux pipelines de liquides selon la haute direction.
À partir des buts généraux du système de gestion intégrée (« SGI »), des politiques et buts particuliers ont été élaborés pour chaque secteur de programme de gestion. Le but du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien est ainsi de « recevoir, stocker, transporter et livrer les produits de manière sécuritaire, fiable et efficace ». Des cibles et des objectifs précis, permettant d'atteindre ce but, sont établis ou révisés chaque



année dans le cadre du processus de planification stratégique et d'entreprise des pipelines de liquides (document *Liquid Pipelines Strategic and Business Planning Process*).

Dans sa politique du programme de gestion de l'intégrité (document *Policy – Integrity Management*), Enbridge s'engage à exploiter son réseau en toute sécurité et à en améliorer continuellement la fiabilité dans le but d'éliminer toute défaillance. Cette politique énonce les engagements visant à exploiter le réseau de manière à protéger les employés de la société, le public et l'environnement. Elle stipule qu'Enbridge...

- appliquera des normes et des pratiques d'avant-garde pour concevoir, construire, mettre en service, tester et inspecter, exploiter, entretenir et cesser d'exploiter ou mettre hors service son réseau pipelinier;
- exécutera un programme complet de gestion de l'intégrité pipelinère, conçu pour éliminer les rejets importants et réduire en continu les fuites de faible impact par une surveillance, une évaluation et une atténuation efficaces de tous les dangers menaçant la tuyauterie, l'équipement et les dispositifs de protection.
- mettra en œuvre un programme complet de sensibilisation des intervenants et de surveillance de l'emprise afin de prévenir les dommages au réseau pipelinier;
- mettra en œuvre un système de commande pour prévoir, détecter et atténuer les incidents liés aux pipelines et aux installations pendant l'exploitation;
- utilisera des données sur la fiabilité des pipelines et les conclusions utiles des enquêtes sur les incidents pour améliorer les outils, les processus et les méthodes de gestion de la sécurité du réseau pipelinier;
- veillera à ce que les méthodes d'exploitation et d'entretien soient complètes, conservées, utilisées et révisées pour assurer la sécurité et la fiabilité;
- veillera à conserver des documents sur ses actifs pipeliniers qui soient précis, fiables et révisés régulièrement pour tenir compte de l'évolution des conditions.

Enbridge a des politiques et des buts connexes pour les autres secteurs de programme.

Comme il est mentionné plus haut, les cibles et objectifs précis pour les pipelines de liquides qui visent l'atteinte des buts généraux d'Enbridge sont établis ou révisés chaque année dans le cadre du processus de planification stratégique et d'entreprise des pipelines de liquides. Les progrès réalisés en ce sens sont notés dans la fiche d'évaluation des pipelines de liquides et le tableau de bord de la haute direction. Les résultats de ces outils sont surveillés, étudiés et rapportés au moins une fois par trimestre.

Par les documents et les dossiers qu'elle a fournis au personnel de vérification de la Régie et les entrevues accordées par son personnel, Enbridge a pu démontrer qu'elle a établi des politiques et des buts documentés en matière de prévention des ruptures, des rejets de gaz et de liquides, des décès et des blessures, et d'intervention en cas d'incidents et de situations d'urgence.



Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-02 – Répertoire des dangers

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)d) du RPT – d'établir et de maintenir un inventaire des dangers et dangers potentiels répertoriés.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a répertorié les dangers réels et potentiels associés à la salle de commande de pipelines et qu'elle les a inscrits dans l'inventaire. Elle doit notamment démontrer ce qui suit :

- La société a établi et maintient un inventaire conforme.
- L'inventaire comprend les dangers réels et potentiels associés à l'ensemble des activités et opérations de la société pendant le cycle de vie des pipelines.
- Les dangers réels et potentiels de la salle de commande sont répertoriés.
- L'inventaire a été maintenu; il est à jour et tient compte des changements apportés aux activités et aux opérations de la société.
- L'inventaire est utilisé dans le cadre des processus d'évaluation et de contrôle des risques.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Inventory of Hazard and Potential Hazard Categories Version 5.1*
- *Hazard Identification Process, Version 1.1*
- *Risk Assessment Tools and Methodologies Version 1.1*
- *Hazard and Risk Management Process Version 2.0*
- *Risk Register Process Version 2.1*
- *Control Room Management Plan*

Évaluation

Les dangers réels et potentiels associés à la salle de commande sont énumérés dans l'inventaire des catégories de dangers réels et potentiels (document *Inventory of Hazard and Potential Hazard Categories*), plus précisément dans la colonne *Owner* (responsable) de l'inventaire portant sur les opérations du centre de commande (« OCC »). L'inventaire fourni par la société était la version 5.1, datée du 30 mai 2019, qui remplaçait la version 5.0 du 11 mai 2016.

Le personnel de vérification de la Régie a également interrogé le personnel d'Enbridge sur le processus de recensement des dangers. Par les documents qu'elle a fournis et les réponses que son personnel a données pendant les entrevues, Enbridge a pu démontrer qu'elle a établi et qu'elle maintient un inventaire des dangers réels et potentiels répertoriés.



Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-03 – Évaluation des risques

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)e) du RPT – d'établir et de mettre en œuvre un processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, notamment ceux liés aux conditions d'exploitation normales et inhabituelles.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a évalué et qu'elle gère les risques associés aux dangers répertoriés pour le fonctionnement efficace d'une salle de commande, notamment ceux qui sont reliés aux conditions d'exploitation normales et inhabituelles. Elle doit notamment démontrer ce qui suit :

- La société a établi et mis en œuvre un processus conforme pour évaluer et gérer les risques.
- Les méthodes d'évaluation et de gestion des risques reposent sur des normes réglementaires mentionnées et conviennent à la nature, à l'importance, à l'échelle et à la complexité des opérations, activités et programmes de la société visés à l'article 55.
- Les risques sont évalués pour tous les dangers réels et potentiels, y compris ceux qui sont reliés aux conditions d'exploitation normales et inhabituelles.
- Les niveaux de risque sont surveillés périodiquement selon les besoins, et réévalués lorsque les circonstances changent.
- Les risques sont gérés selon des méthodes établies qui conviennent aux programmes visés à l'article 55.
- Des critères d'acceptation des risques sont établis pour tous les dangers réels et potentiels.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie des documents servant au processus d'évaluation des risques associés aux pipelines de liquides, notamment les suivants :

- *Hazard and Risk Management Process*
- *Risk Evaluation Process*
- *Hazard Identification Process*
- *Risk Analysis Process*
- *Risk Assessment Tools and Methodologies*
- *Risk Treatment Process*
- *Risk Register Process*
- *LP Risk Matrix*
- *CCO-HRR_10 July 2019*
- *Operate and Maintain Management Program*
- *CCO Quality Management System QMS Procedures Manual*
- *CCO Management of Change Process*
- *PHA Worksheet – Rupture Detection*
- *Change Bulletin – Change Implementation Checklist (CIC) Tool*



- *MOC Presentation*
- *[AOP] Thermal Pressure High Warning Alarm Procedure*
- *[AOP] Sectionalizing Valves – Command Failure – Pipeline Procedure*
- *[AOP] Unexplained Tank Movement or Imbalance – Terminal Procedure*
- *[EOP] Reported Emergency Procedure*
- *[EOP] Overpressure – Suspected or Confirmed – Pipeline Procedure*
- *[EOP] Leak – Confirmed – Pipeline Procedure*
- *[EOP] Rupture Detection Alarm – Pipeline Procedure*
- *Framework Standard – Risk Management*
- *Contingency Plan Development*
- *Integrated Contingency Plan Eastern Region*
- *Hazard and Risk Management Training*
- *Hazard and Risk Management Training – Menu*

Évaluation

Enbridge suit la norme ISO 31000, *Management du risque – Lignes directrices*. Elle applique dans son SGI son processus de gestion des dangers et des risques, dont le document (*Hazard and Risk Management Process*) décrit les responsabilités. Chaque service chargé d'un programme du SGI doit veiller à ce que tous les dangers et les risques qui pourraient avoir une incidence sur ce programme soient documentés dans le registre des risques et les documents connexes du programme.

L'analyse des risques repose sur la détermination des conséquences et de la probabilité d'occurrence. Pour l'effectuer, chaque responsable d'un programme du SGI doit recueillir des données sur la probabilité d'occurrence de chaque danger et sur ses conséquences potentielles sur divers récepteurs comme les travailleurs, le public et l'environnement.

Le processus d'évaluation des risques suivi par chaque secteur d'Enbridge est encadré par le processus du SGI en la matière (document *Risk Evaluation Process*). Enbridge LP a établi une matrice d'évaluation des risques permettant de leur attribuer les qualificatifs *faible, moyen, élevé* et *extrême* en fonction des conséquences et de la probabilité d'occurrence du danger connexe. Pour qu'Enbridge LP tolère un risque élevé ou extrême, il lui faut obtenir l'approbation de la haute direction, et elle ne peut pas gérer le danger connexe par les hiérarchies de mécanismes de contrôle habituelles dans l'industrie.

Des examens visant la réévaluation des dangers et des risques sont menés pour vérifier l'efficacité du traitement des risques, recenser les nouveaux risques et supprimer ceux qui ne s'appliquent plus du registre des dangers et des risques. Le service de gestion des risques d'Enbridge LP produit un rapport de situation global sur les dangers et les risques. On compte au moins un rapport sur les dangers et les risques par année.



Le registre des dangers et des risques associés à la salle de commande de pipelines de liquides d'Enbridge est géré conformément à la section 3 du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien (document *Operate and Maintain Management Program*). Le recensement des dangers et l'analyse et l'évaluation des risques sont intégrés au système de gestion de la qualité des OCC.

Le personnel de vérification de la Régie a interrogé le personnel d'Enbridge sur le processus d'évaluation des risques. Enbridge a pu démontrer qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, notamment ceux qui sont liés aux conditions d'exploitation normales et inhabituelles.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-04 – Mécanismes de contrôle

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)f) du RPT – d'établir et de mettre en œuvre un processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle dans le but de prévenir, de gérer et d'atténuer les dangers répertoriés et les risques, et pour communiquer ces mécanismes à toute personne exposée aux risques.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a élaboré et mis en œuvre des mécanismes de contrôle pour les dangers répertoriés associés à la salle de commande de pipelines et qu'elle a communiqué ces mécanismes à toute personne exposée aux risques. Elle doit notamment démontrer ce qui suit :

- La société a un processus conforme pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle des risques.
- Les méthodes d'élaboration de ces mécanismes conviennent à la nature, à l'importance, à l'échelle et à la complexité des opérations, activités et programmes de la société visés à l'article 55.
- Ces mécanismes sont élaborés et mis en œuvre.
- Ces mécanismes sont adéquats pour prévenir, gérer et atténuer les dangers répertoriés et les risques.
- Ces mécanismes sont surveillés périodiquement et selon les besoins, et réévalués lorsque les circonstances changent.
- Ces mécanismes sont communiqués aux personnes exposées aux risques.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie des documents servant au processus d'évaluation des risques associés aux pipelines de liquides, notamment les suivants :

- *Hazard and Risk Management Process*
- *Risk Analysis v.1.1 Process*
- *Risk Treatment v.2.1 Process*
- *Operate and Maintain Management Program*
- *CCO Quality Management System (QMS) Procedures Manual*
- *CCO Incident Investigation Process*
- *Q1 2019 Hazard-Risk Review Meeting Presentation*
- *Risk Evaluation Process*

Évaluation

Enbridge gère sa salle de commande de pipelines de liquides selon le programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien prévu par le SGI des pipelines de liquides. Elle utilise le processus de gestion des dangers et des risques (document *Hazard and Risk Management Process*) de l'IMSD



pour répertorier et gérer les dangers et les risques connexes, et s'appuie sur la section sur le traitement des risques (*Treat Risk*) de ce processus pour élaborer et mettre en œuvre les mécanismes de contrôle de la salle de commande.

Enbridge impose ses mécanismes de contrôle par des publications dans la bibliothèque des documents de gouvernance, qui est l'organe d'archivage central et officiel pour les documents sur les systèmes de gestion des pipelines de liquides utiles aux parties prenantes, notamment les politiques, documents de programme, processus, normes, exigences techniques, méthodes, instructions de travail et guides. La publication dans cette bibliothèque est encadrée par le processus de gestion du contrôle des documents décrit à l'article 5.8 de l'IMSD et abordé dans la norme sur le contrôle des documents connexe.

La pertinence des mécanismes de contrôle administratif documentés est évaluée conformément au processus de gestion du contrôle des documents (section sur les responsabilités) et à la norme sur le contrôle des documents (section sur les exigences et les normes). Quant aux responsabilités de vérification du contrôle des documents, elles sont décrites dans la section sur les responsables de programmes, de processus et de documents.

L'exigence de vérifier la pertinence des mécanismes de contrôle est décrite dans le processus d'enquête sur les incidents liés aux OCC (document *CCO Incident Investigation Process*). Selon celui-ci, il faut évaluer la pertinence des mécanismes de contrôle opérationnel reconnus comme facteurs de la cause fondamentale d'incidents, et réviser ces mécanismes au besoin. Ce processus est également abordé dans la section *Évaluation de l'élément PV-11 – Enquête sur les incidents, les quasi-incidents et les non-conformités*.

En ce qui concerne la salle de commande, l'efficacité des mécanismes de contrôle est surveillée de plusieurs façons, notamment par des examens trimestriels et annuels. Tous les trois mois, les données sur les événements opérationnels sont étudiées en fonction des évaluations des risques consignées dans le registre des risques et dangers associés à la commande de pipelines. Lorsque les mécanismes de contrôle en place sont jugés inefficaces, la société peut les réviser ou en élaborer de nouveaux.

La communication interne et externe des mécanismes de contrôle est gérée selon l'IMSD (section 11) dans le cadre du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien.

L'exigence d'examiner les mécanismes de contrôle traités dans le cadre de l'élaboration et de la mise en œuvre des méthodes d'exploitation en situation normale, inhabituelle ou d'urgence fait l'objet de la section 9 du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*). L'examen et l'amélioration en continu des mécanismes de contrôle sont également couverts par le processus d'examen de gestion annuel.

Enbridge a créé une base de données sur les marches à suivre (nommée *Procedure Accelerator*), qu'elle utilise pour gérer et contrôler le système de commande de pipelines dans les situations normales, inhabituelles et d'urgence. Les marches à suivre de cette base de données décrivent en détail la démarche suivie par les opérateurs, les analystes et les chefs de quart, notamment la communication entre les opérateurs de pupitres, pour gérer tout scénario possible.

La gestion des mécanismes de contrôle est également abordée dans l'évaluation des éléments **PV-15** et **PV-16** du présent rapport, portant sur **la formation, la compétence et l'évaluation**.



Les processus d'Enbridge exigent un examen annuel de l'efficacité du plan de gestion de la salle de commande, notamment des méthodes d'exploitation cadres qui y sont mentionnées. Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie le rapport de l'un de ces examens pour prouver leur réalisation.

Le personnel de vérification de la Régie a également interrogé le personnel d'Enbridge sur le processus de mise en œuvre des mécanismes de contrôle et a été satisfait de constater que les réponses concordaient avec les processus documentés de la société.

En somme, en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie a jugé que la société a démontré avoir établi et mis en place un processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle dans le but de prévenir, de gérer et d'atténuer les dangers répertoriés et les risques, et pour communiquer ces mécanismes à toute personne exposée aux risques.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-05 – Buts, cibles et objectifs

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)a) du RPT – d'établir et de mettre en œuvre un processus pour fixer les objectifs et des cibles précises permettant d'atteindre les buts visés au paragraphe 6.3(1) et pour en assurer l'examen annuel.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour fixer les objectifs et des cibles précises ainsi que des indicateurs de rendement clés permettant d'atteindre ses buts en matière de prévention des ruptures, des rejets de gaz et de liquides, des décès et des blessures, et d'intervention en cas d'incidents et de situations d'urgence applicables aux opérations de sa salle de commande. Elle doit notamment démontrer ce qui suit :

- La société a établi et mis en œuvre un processus conforme.
- Elle a fixé des objectifs, des cibles et des indicateurs de rendement clés.
- Tous les objectifs sont pertinents pour son système de gestion lorsqu'on tient compte de la portée du processus et de l'application des objectifs aux programmes visés à l'article 55.
- La société effectue un examen annuel des objectifs et des cibles.
- Les examens annuels sont effectués et ont permis d'évaluer l'atteinte des objectifs.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Strategic and Business Planning Management Process*
- *Department Planning Management Process*
- *Management Review Management Process*
- *Liquid Pipelines – 2019 Top Objectives*
- *LP IMS Performance Monitoring' Scorecard and Dashboard Metrics*
- *Extrait du EMT IMS Performance Dashboard*
- *Annual Management Review Summary Template*
- *Annual Management Review Summary Guide*
- *Liquid Pipelines – Strategy on a Page*
- *2019 VP Objectives Pipeline Control Endorsed by LP EVP*
- *IMS Integrated Planning Session – Capture Book*
- *Operate and Maintain Management Program*
- *LP EMT Meeting Agenda* daté du 18 octobre 2018
- *LP EMT Meeting Agenda* daté du 15 novembre 2018
- *Courriels à la haute direction – LP Priorities, STIP Scorecard and EMT Dashboard*
- *LP EVP LP Wide Communication of 2019 STIP Scorecard*



- *Integrated Management System Document*

Évaluation

Enbridge utilise trois processus de gestion du SGI pour établir, surveiller et examiner les objectifs, les mesures et les cibles de rendement des programmes de gestion du SGI et du secteur des pipelines de liquides, qui s'harmonisent tous avec les buts du SGI. Ces processus sont les suivants :

- Processus de gestion de la planification stratégique et d'entreprise (*Strategic and Business Planning Management Process*)
- Processus de gestion de la planification des services (*Department Planning Management Process*)
- Processus de gestion de l'examen de gestion (*Management Review Management Process*)

Le secteur des pipelines de liquides suit le processus de gestion de la planification stratégique et d'entreprise annuel pour examiner et réviser ses priorités, ses mesures de rendement, ses cibles et ses objectifs annuels. Ce processus se déroule en une série de réunions de la haute direction du secteur. Les décisions sur les priorités et les objectifs sont consignées dans le document *Liquid Pipelines – 2019 Top Objectives*, qui contient aussi les priorités et les objectifs du SGI.

Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie plusieurs documents qui précisent comment elle fixe, surveille et révisé ses priorités et ses objectifs. Voici quelques explications :

- Séance de planification intégrée du SGI – Cette séance vise à fixer les priorités et les objectifs du programme de gestion du SGI, puis à les intégrer aux plans des services concernés. Les programmes de gestion établissent ensuite les cibles annuelles en fonction des buts, des objectifs et des mesures de rendement définis dans les documents des programmes. La société assure ainsi l'harmonisation entre les buts du SGI et les priorités et objectifs du secteur des pipelines de liquides.
- *Liquid Pipelines – 2019 Top Objectives* – Ce document contient une sélection des priorités et objectifs du SGI (choisis pendant la séance de planification intégrée annuelle).
- *LP IMS Performance Monitoring' Scorecard* – Ce document contient les décisions sur les mesures, les indicateurs et les cibles de rendement.
- *Tableau LP IMS Performance Monitoring Dashboard Metrics* – Le tableau de bord contient des données et quelques mesures et cibles du SGI, qui sont révisées chaque mois ou chaque trimestre.
- Processus d'examen de gestion de la planification des services – Le secteur des pipelines de liquides utilise le processus d'examen de gestion annuel pour étudier et réviser les priorités, les objectifs et les cibles des services. Les responsables de programme suivent ce processus pour évaluer la pertinence et l'efficacité de leur programme et du SGI. L'examen de gestion mesure le rendement de chaque programme du SGI pour vérifier que les divers éléments permettront d'atteindre les buts, objectifs, mesures de rendement et cibles prévus.

Enbridge a également fourni le modèle et le guide du résumé de l'examen de gestion annuel. Ce modèle est utilisé par tous les gestionnaires de programme pour consigner les résultats du processus d'examen de gestion annuel, notamment les progrès du service dans le respect de ses priorités et l'atteinte de ses objectifs et cibles.



Les résumés de l'examen de gestion de chaque programme servent ensuite à produire le rapport annuel sur le SGI. Le processus d'examen tient compte de ce qui suit : rendement, activités d'assurance et leurs résultats ou conclusions importantes, risques des programmes, activités de comparaison et de bilan, et améliorations continues apportées.

À l'issue de ce processus, la société s'engage à prendre des mesures correctives à l'égard des résultats de rendement insatisfaisants et des conclusions importantes des activités d'assurance, et connaît les risques relatifs aux ressources et les occasions d'amélioration à saisir l'année suivante. Le rapport annuel sur le SGI est pris en compte dans le cycle suivant du processus de planification des services du secteur des pipelines de liquides.

Le personnel de vérification de la Régie a interrogé le personnel d'Enbridge sur le processus de mise en œuvre des mécanismes de contrôle et a été satisfait de constater que les réponses concordaient avec les processus documentés de la société.

En somme, Enbridge a pu démontrer qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour fixer les objectifs et des cibles précises en matière de commande de pipelines dans le cadre du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien, qui lui permet d'atteindre les buts qu'elle s'est fixés conformément au paragraphe 6.3(1) du RPT et d'en assurer l'examen régulier.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-06 – Structure organisationnelle, rôles et responsabilités

Exigence réglementaire

Article 6.4 du RPT – La compagnie se dote d'une structure organisationnelle documentée qui lui permet : a) de répondre aux exigences du système de gestion et de respecter les obligations prévues à l'article 6; b) de déterminer et de communiquer les rôles, les responsabilités et les pouvoirs des dirigeants et des employés à tous les niveaux hiérarchiques de la compagnie; c) de démontrer, au moyen d'une évaluation annuelle des besoins documentée, que les ressources humaines allouées pour établir, mettre en œuvre et maintenir le système de gestion sont suffisantes pour répondre aux exigences de ce système et respectent les obligations prévues à l'article 6.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle...

- a une structure organisationnelle documentée pour sa salle de commande, son personnel des opérations, son personnel de soutien pour le système d'acquisition et de contrôle des données (« SCADA ») et les autres équipes de soutien;
- a déterminé et communiqué les rôles, les responsabilités et les pouvoirs relatifs à la gestion et aux opérations de la salle de commande à tout le personnel de cette salle et aux employés qui interagissent avec lui;
- mène une évaluation annuelle documentée des ressources humaines nécessaires à l'utilisation et à la maintenance des systèmes de commande de pipelines et de détection de fuites.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- Organigrammes pour la salle de commande et les services relatifs au SCADA
- *Control Room Management Plan*
- Descriptions de poste
- *Alarm Response Team Procedure*
- *Control Room Training Guidelines*
- *CCO Quality Management System (QMS) Procedures Manual*
- *Proposed 2018 Work Force Plan*
- *CCO Workload Assessment Plan*
- *Line Specific Leak Detection System Manual L02*

Évaluation

Enbridge a fourni des organigrammes pour sa salle de commande et pour le groupe des services relatifs au SCADA qui comprenaient les gestionnaires et le personnel de quart de la salle de commande (chefs de quart, conseillers techniques principaux, opérateurs et analystes en détection des fuites).



La section 3.3 du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*) décrit les rôles, les responsabilités et les pouvoirs (ainsi que les interdictions) qui s'appliquent au personnel de cette salle – opérateurs, conseillers techniques principaux, analystes en détection des fuites et chefs de quart – dans les situations normales, inhabituelles et d'urgence. Enbridge a aussi fourni des descriptions de poste qui correspondent aux rôles décrits.

Enbridge utilise une base de données nommée *Procedure Accelerator* comme source unique pour les marches à suivre et les documents connexes utiles à son personnel d'exploitation. Chaque procédure de cette base de données décrit les responsabilités individuelles des opérateurs, des analystes en détection des fuites et des chefs de quart qui s'appliquent. La société suit ses processus établis de gestion du changement lorsqu'elle doit modifier les méthodes d'exploitation, y compris les rôles, les responsabilités et les pouvoirs. Elle communique ces changements à son personnel et les gère conformément au système de gestion de la qualité des marches à suivre et des normes sur les OCC.

Les employés de la salle de commande doivent lire les marches à suivre associées à leur rôle dans le *Procedure Accelerator* (et indiquer qu'ils l'ont fait en cliquant sur un lien de l'outil) chaque fois qu'un changement y est apporté ou au moins une fois par année. La société s'assure ainsi qu'ils connaissent bien les marches à suivre.

Les directives quant aux marches à suivre et normes à lire, aux personnes qui doivent les lire et à la fréquence de cet exercice figurent à la section 7.2, *Manage the Annual Procedure Verification by Operators* (gestion de la vérification annuelle des marches à suivre par les opérateurs), du manuel sur les procédures du système de gestion de la qualité des OCC (document *CCO Quality Management System [QMS] Procedures Manual*).

Tout nouvel employé de la salle de commande reçoit des plans de formation personnalisés qui décrivent les critères de compétence d'un opérateur. Il en est fait mention dans les lignes directrices sur la formation pour la salle de commande (document *Control Room Training Guidelines*), qui énoncent aussi les méthodes d'exploitation auxquelles sont formés les nouveaux employés. Les lignes directrices présentent également les différents types de formation à suivre selon le rôle dans la salle de commande ainsi que la répartition des responsabilités quant à l'élaboration, l'approbation, la prestation et l'évaluation de la formation.

Enbridge a fourni un rapport d'évaluation de la charge de travail de l'analyste en détection des fuites daté du 30 juillet 2018 et un plan d'évaluation de la charge de travail pour la salle de commande daté du 16 août 2018. C'est au moyen de telles évaluations que la société étudie, qualifie et gère la charge de travail aux pupitres du centre de commande. Elle a aussi fourni un résumé de l'évaluation de la charge de travail pour les OCC en 2018, daté de décembre 2018. Elle utilise les résultats de l'évaluation pour déterminer s'il faut redistribuer la charge de travail, relocaliser les fonctions entre les terminaux ou embaucher du personnel. Elle passe en revue ces résultats pendant le processus d'examen de gestion annuel.

Enbridge gère l'emploi du temps des contrôleurs de la salle de commande par le plan d'évaluation de la charge de travail pour les OCC (document *CCO Workload Assessment Plan*), et définit les rôles et les responsabilités des opérateurs dans les conditions d'exploitation normales indiquées à l'article 3.3.1 du plan de gestion de la salle de commande. Ce plan énumère aussi les tâches essentielles et discrétionnaires obligatoires des opérateurs. Les premières sont comptées dans la charge de travail pour les OCC. Les secondes ne le sont pas, mais la société en tient compte pour s'assurer d'avoir assez de personnel pour assumer toutes les fonctions de la salle de commande. Les gestionnaires des OCC révisent chaque trimestre le plan de main-d'œuvre pour les OCC afin d'avoir en tout temps un personnel suffisant.

Comme autres preuves de son évaluation des besoins en main-d'œuvre, Enbridge a fourni les documents suivants :



- *2018 CCO Workload Assessment Summary - Sarnia Asset Balancing* – Ce document résume une évaluation des charges de travail pour les pupitres de commande du pipeline et du terminal. Pour équilibrer la charge, la société a décidé de réaffecter les injections à Sarnia au pupitre du terminal.
- *CIC ID 00207* – Ce document a servi à évaluer et à consigner le plan de réaffectation des actifs dans le cadre du processus de gestion du changement.
- *Notification to Staff of Sarnia Asset Balancing* – Ce document est le bulletin publié sur le portail pour communiquer le processus de gestion du changement au personnel des OCC concerné.

En somme, Enbridge a pu présenter au personnel de vérification de la Régie des preuves suffisantes pour démontrer qu'elle a établi et mis en application une structure organisationnelle comprenant des rôles, des responsabilités et des pouvoirs, et qu'elle évalue chaque année les besoins de son personnel du centre de commande.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-07 – Contrôle opérationnel

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)q) du RPT – d'établir et de mettre en œuvre un processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles des employés et de toute autre personne travaillant en collaboration avec la compagnie ou pour le compte de celle-ci afin que chacun soit au courant des activités des autres et dispose des renseignements lui permettant de s'acquitter de leurs tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles des employés de la salle de commande et de toute autre personne travaillant en collaboration avec la société ou pour son compte afin que chacun soit au courant des activités des autres et dispose des renseignements lui permettant de s'acquitter de ses tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement. Elle doit démontrer ce qui suit :

- La société a établi et mis en œuvre un processus conforme pour encadrer les opérations de la salle de commande et veiller à ce qu'elles soient correctes.
- Les méthodes de coordination et de contrôle des activités opérationnelles sont établies.
- Les employés et les autres personnes travaillant en collaboration avec la société ou pour son compte sont au courant des activités des autres.
- Les activités opérationnelles des employés sont planifiées, coordonnées, contrôlées et gérées.
- Les personnes qui travaillent pour la société ou pour son compte...
 - sont qualifiées pour leurs tâches afin d'assurer la sécurité, la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement;
 - reçoivent des plans de travail révisés par la société qui tiennent compte des tâches que doivent accomplir les autres personnes travaillant pour le compte de la société;
 - sont convenablement supervisées dans la réalisation de leurs tâches par des représentants de la société pour assurer la sécurité, la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Enbridge a permis au personnel de vérification de la Régie d'accéder aux documents suivants :

- *Operational Activity – Control and Coordination Process*
- *Control Room Management (CRM) Plan*
- *CCO Training Guidelines*
- *Capacity Outage Planning and Safe Work Approval*
- *Capacity Outage Planning Safe Work Approval Standard*
- *Construction and Maintenance Coordination Committee Charter*
- *CCO Service Level Expectation Guide*



- *Batch Swing – Injection or Receipt – Pipeline*
- *Pipeline Start Up*
- *COPAS Work Request Procedure*
- *Maximo Reporting Procedure*
- *Operate and Maintain Management Program Manual*
- *COPAS Request*

Évaluation

Enbridge a plusieurs processus documentés pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles.

Le processus de coordination et de contrôle des activités opérationnelles (document *Operational Activity – Control and Coordination Process*) décrit les activités et les décisions nécessaires pour fournir au personnel, y compris à celui d'exploitation régional, une description écrite de ses responsabilités à l'égard de la gestion et du contrôle du travail dans les régions d'exploitation.

Le plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*) établit la façon de gérer les activités de la salle de commande pour veiller à ce que les tâches soient effectuées en toute sécurité. Il présente les rôles et les responsabilités du personnel dans les situations normales, inhabituelles et d'urgence. Il indique aussi les interdits à respecter pour que personne au centre de commande n'outrepasse ses pouvoirs, quelle que soit la situation.

Pour que les nouveaux employés de la salle de commande sachent comment accomplir leurs tâches et soient qualifiés pour le faire, la société leur fait suivre un processus d'accueil et de formation conçu pour leur donner les compétences et les connaissances nécessaires aux rôles et responsabilités indiqués dans les lignes directrices sur la formation pour les OCC (document *CCO Training Guidelines*). Un autre processus de renforcement continu vise à maintenir la compétence des employés.

Enbridge offre aux opérateurs une formation polyvalente : un opérateur peut être qualifié pour utiliser trois pupitres différents. La société accroît ainsi sa marge de manœuvre pendant les congés maladie ou les vacances, ou lorsqu'un opérateur très occupé a besoin de l'aide d'un collègue.

Certains pupitres de commande de pipelines servent à exploiter et à commander des actifs réglementés uniquement par la Régie, par la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration des États-Unis (« PHMSA ») ou par une province; les autres visent des actifs réglementés à la fois par la Régie et la PHMSA. Le personnel de vérification a observé que beaucoup de documents et marches à suivre portant sur l'utilisation des pupitres (p. ex. le plan de gestion de la salle de commande) ne mentionnent pas le RPT, mais plutôt la PHMSA, et appliquent la réglementation américaine. Il a également constaté que les pupitres sont tous utilisés selon les mêmes méthodes. La société ne dispose pas d'un ensemble de marches à suivre pour les actifs réglementés par la Régie et d'un autre, distinct, pour ceux qui sont réglementés par la PHMSA ou les provinces.

En ce qui concerne les OCC, Enbridge utilise une base de données nommée *Procedure Accelerator* pour gérer et contrôler le système de commande de pipelines dans les situations normales, inhabituelles et d'urgence. Les marches à suivre de cette base de données décrivent en détail la procédure pour les opérateurs, les analystes et les chefs de quart, notamment la communication entre les opérateurs de pupitres, pour gérer tout scénario possible. Enbridge a fourni au personnel de vérification une figure montrant le fonctionnement de la base de données. Pour se tenir au courant des marches à suivre de l'outil, le personnel de la salle de commande doit les passer en revue chaque année ou lorsqu'elles sont modifiées.



Dans le *Procedure Accelerator*, Enbridge explique que le personnel de terrain suit la procédure de demande de travaux du système de planification et d'approbation en cas d'interruption de capacité (document *COPAS Work Request Procedure*) pour soumettre les demandes de travaux aux OCC et faire approuver et coordonner les interruptions pour entretien. Le processus de planification des interruptions de capacité et d'approbation de travaux sécuritaires, auquel renvoie la section 7.1.7 du plan de gestion de la salle de commande, sert aussi au centre de commande pour informer le personnel sur le terrain des interruptions qui pourraient perturber les opérations et pour repérer les travaux d'entretien sur le terrain susceptibles de réduire la capacité d'exploitation du pipeline. De plus, le personnel sur le terrain suit la norme sur la planification des interruptions de capacité et l'approbation de travaux sécuritaires (document *Capacity Outage Planning Safe Work Approval Standard*) pour assurer la coordination et la réalisation en toute sécurité des tâches assignées.

Enbridge utilise Maximo (base de données et outil de planification) pour ses activités d'entretien sur le terrain. La procédure de rapport avec Maximo (document *Maximo Reporting Procedure*) fournit des lignes directrices pour la création d'un ordre de travail et assure la coordination entre le personnel sur le terrain et celui de la salle de commande lorsqu'il faut entretenir l'équipement de surveillance et de commande des pipelines. La section *CCO Work Order Criticality Supporting Information* (renseignements essentiels à l'appui d'un ordre de travail pour les OCC) du guide des attentes en matière de service pour les OCC (document *CCO Service Level Expectation Guide*) indique les mesures à prendre en cas de problème d'équipement. Ces documents encadrent la communication via Maximo entre le personnel de la salle de commande et celui de l'entretien régional.

Le personnel de vérification de la Régie a interrogé le personnel d'Enbridge sur le processus de mise en œuvre des mécanismes de contrôle. La société a pu démontrer qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles des employés et de toute autre personne travaillant en collaboration avec elle ou pour son compte afin que chacun soit au courant des activités des autres et dispose des renseignements lui permettant de s'acquitter de ses tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.

En somme, Enbridge a pu démontrer qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles des employés de la salle de commande et de toute autre personne travaillant en collaboration avec elle ou pour son compte.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-08 – Manuels d'exploitation et d'entretien

Exigence réglementaire

Article 27 du RPT – La compagnie doit établir, réviser régulièrement et mettre à jour au besoin les manuels d'exploitation et d'entretien qui contiennent des renseignements et exposent des méthodes pour promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et le rendement quant à l'exploitation du pipeline et les soumettre à l'Office lorsqu'il l'exige.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi et qu'elle révisé régulièrement et met à jour au besoin les manuels d'exploitation et d'entretien de la salle de commande qui contiennent des renseignements et exposent les méthodes pour promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et le rendement quant à l'exploitation du pipeline, notamment au sujet des questions suivantes :

- communications lors du changement de quart;
- gestion de la fatigue;
- gestion des alarmes;
- traitement des alarmes de suppression et de fuites.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Control Room Management Plan*
- *CCO Quality Management System*
- *Procedure Accelerator Index*
- *Electronic Shift Change Procedure*
- *P012 - Overpressure Evaluation Procedure*
- *LD – APD – Leak Alarm*
- *CCO Fatigue Risk Management Handbook*
- *Alarm and Event Philosophy, Alarm Management Plan et Governance Document Library Sample*

Évaluation

Comme l'indique l'évaluation des éléments PV-01 à PV-20, Enbridge a élaboré plusieurs manuels et méthodes d'exploitation et d'entretien pour sa salle de commande, notamment ce qui suit :

- *IMSD Hazard and Risk Management Process*
- *Control Room Management Plan (CRM Plan)*
- *Control Room Management Plan Effectiveness Review*
- *CCO Incident Investigation Process*



- *CCO Quality Management System (QMS)*
- *Control Room Training Guidelines*
- *Procedure Accelerator Tool*
- *Electronic Shift Change Procedure*
- *Overpressure Evaluation Procedure*
- *CCO Fatigue Risk Management Handbook*
- *Alarm Management Plan*
- *Leak Detection System General Manual*
- *Emergency Shutdown – Pipeline Procedure*
- *Determining Operating Limits Procedure*
- *Implementing Operating Limits Procedure*
- *Pipeline Operating Limit Verification Procedure*
- *Monthly SCADA Alarm Review Procedure*
- *SCADA Point to Point Verification Procedure*
- *Transfer CCO Operations Site Procedure*

Le processus de gestion des dangers et des risques de l'IMSD (document *IMSD Hazard and Risk Management Process*) sert à répertorier et à gérer les dangers et les risques associés ainsi qu'à élaborer des mécanismes de contrôle comme les méthodes d'exploitation.

Le plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*) établit la façon de gérer les activités de la salle de commande pour veiller à ce que les tâches soient effectuées en toute sécurité. Il présente les rôles et les responsabilités du personnel (chefs de quart, opérateurs et personnel de soutien) dans les situations normales, inhabituelles et d'urgence.

L'examen de l'efficacité du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan Effectiveness Review*) est effectué une fois par année pour évaluer l'efficacité des méthodes d'exploitation cadres mentionnées dans le plan.

Le processus d'enquête sur les incidents liés aux OCC (document *CCO Incident Investigation Process*) vise à déterminer si les mécanismes de contrôle (comme les méthodes d'exploitation) sont adéquats et à assurer la prise de mesures correctives appropriées s'ils ne le sont pas.

Le système de gestion de la qualité des OCC (document *CCO Quality Management System [QMS]*) garantit que les normes et les méthodes d'exploitation sont correctes et à jour pour assurer la sécurité, un bon service à la clientèle et l'efficacité de la société.

Les lignes directrices pour la formation sur la salle de commande (document *Control Room Training Guidelines*) présentent les différents types de formation à suivre selon le rôle dans la salle de commande ainsi que la répartition des responsabilités quant à l'élaboration, l'approbation, la prestation et l'évaluation de la formation.



Le *Procedure Accelerator Tool* contient toutes les marches à suivre de la salle de commande pour la gestion des situations normales, inhabituelles et d'urgence.

Le guide sur la gestion du risque de fatigue pour les OCC (document *CCO Fatigue Risk Management Handbook*), destiné au personnel de quart, présente des stratégies de gestion du risque de fatigue ainsi que des lignes directrices pour réduire la fatigue et mettre en place des mécanismes assurant l'exploitation sécuritaire des réseaux.

Le plan de gestion des alarmes (document *Alarm Management Plan*) établit les critères d'efficacité et d'évaluation des alarmes. Il encadre l'application de la philosophie en matière d'alarme et d'événement dans la société. Le document sur cette philosophie (intitulé *Alarm and Event Philosophy*) présente les fondements optimaux pour le choix des alarmes et des événements et l'établissement des priorités, ainsi que la configuration permettant l'exploitation sûre et fiable des pipelines.

Le manuel général du système de détection de fuites (document *Leak Detection System General Manual*) explique en détail les aspects du système qui s'appliquent à tout le réseau. Il est complété par des manuels propres aux canalisations qui donnent des renseignements détaillés sur leur tracé, leur exploitation et leur modélisation.

La méthode d'arrêt d'urgence d'un pipeline (document *Emergency Shutdown – Pipeline Procedure*) énumère les étapes à suivre lors d'une demande d'arrêt d'urgence. Elle décrit les responsabilités de l'opérateur de la salle de commande, du conseiller technique principal et du chef de quart. L'opérateur doit notamment amorcer, à l'aide du SCADA, les commandes indiquant à l'équipement sur le terrain d'arrêter la canalisation et d'assurer le sectionnement du pipeline.

La procédure de détermination des limites d'exploitation (document *Determining Operating Limits Procedure*) indique comment le centre de commande détermine et applique les seuils et les limites de contrôle des alarmes.

La procédure d'application des limites d'exploitation (document *Implementing Operating Limits Procedure*) indique comment le conseiller technique principal apporte les changements aux limites de pression dans une interface Web.

La procédure de vérification des limites d'exploitation de pipelines (document *Pipeline Operating Limit Verification Procedure*) indique comment vérifier les limites de contrôle de la pression.

La procédure d'examen mensuel des alarmes du SCADA (document *Monthly SCADA Alarm Review Procedure*) indique comment évaluer la performance du système d'alarme du SCADA et trouver des possibilités d'amélioration.

La procédure de vérification point à point du SCADA (document *SCADA Point to Point Verification Procedure*) indique comment vérifier l'affichage du SCADA selon l'équipement sur le terrain connexe.

La procédure de transfert des OCC (document *Transfer CCO Operations Site Procedure*) et la procédure d'évacuation d'urgence indiquent comment transférer la commande du système principal au système secondaire ainsi que les responsabilités connexes.



En somme, Enbridge a pu démontrer qu'elle a établi et qu'elle révisé et met à jour les manuels d'exploitation et d'entretien de la salle de commande qui contiennent des renseignements et exposent des méthodes pour promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et le rendement quant à l'exploitation du pipeline.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-09 – Système de commande de pipelines et système de détection de fuites

Exigence réglementaire

Article 37 du RPT – La compagnie doit établir et mettre sur pied un système de commande du pipeline qui **c)** comprend un système de détection de fuites qui, dans le cas des oléoducs, respecte les exigences de la norme CSA Z662-15, et tient compte de la complexité du pipeline, de son exploitation et des produits transportés.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi et mis sur pied un système de commande de pipelines qui comprend un système de détection de fuites qui, dans le cas des oléoducs, respecte les exigences de la norme CSA Z662-15.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Leak General Detection (LDS) General Manual*
- *Liquid Hydrocarbon Pipeline Leak Detection Strategy*
- *Mainline Leak Detection Equipment Engineering Design Standard*
- *Material Balance System (MBS) Standard*
- Exemples de manuels du système de détection de fuites propres à une canalisation
- Exemples de tâches d'entretien préventif pour la détection de fuites
- Dossier contenant un rapport d'essai (*L09 MBS API 1130*)
- Autres documents et dossiers en réponse à la demande de renseignements de la Régie

Évaluation

Le manuel général du système de détection de fuites (document *Leak Detection System General Manual*) explique en détail les aspects du système qui s'appliquent à tout dans le réseau. Il est complété par des manuels propres aux canalisations qui donnent des renseignements détaillés sur leur tracé, leur exploitation et leur modélisation. Sa préface indique que ces manuels sont conçus pour répondre aux exigences de l'annexe E de la norme CSA Z662 (*Pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations d'hydrocarbures liquides*) et de la pratique recommandée 1130 de l'American Petroleum Institute (*Computational Pipeline Monitoring for Liquids*).

La section 1.5 du manuel présente les engagements de la société, dont les suivants :

- Quel que soit le mode d'exploitation, le réseau pipelinier d'Enbridge n'est pas exploité sans un système de détection de fuites en fonction.
- Toutes les alarmes de fuites sont prises en compte, analysées et évaluées.
- Des employés qualifiés sont formés conformément aux normes de l'industrie et aux règlements applicables.



Enbridge a affirmé que son approche est complète et qu'elle vise une amélioration continue. Voici un résumé de ses méthodes de détection des fuites :

- Surveillance des contrôleurs – L'opérateur de la salle de commande surveille les conditions d'exploitation du pipeline au moyen du SCADA pour relever tout changement inattendu pouvant indiquer une fuite.
- Surveillance computationnelle des pipelines – Les systèmes de surveillance utilisent des mesures et des données sur le pipeline pour détecter toute anomalie pouvant indiquer une fuite.
- Calculs planifiés du bilan des canalisations – Il s'agit de calculs de bilan volumique effectués par les systèmes de suivi du mouvement des produits et de surveillance computationnelle des pipelines par le bilan volumique d'Enbridge. Cette méthode repose sur l'annexe E de la norme CSA Z662-15 et mentionne les « rapports excédents/déficits », lesquels signalent toute perte inattendue dans les stocks des canalisations pouvant indiquer une fuite.
- Surveillance visuelle et signalement – La société a mis en place des ressources et des infrastructures pour faciliter le signalement de la présence de pétrole ou d'odeur de pétrole par les tiers ou les patrouilles aériennes ou terrestres. Une ligne téléphonique d'urgence surveillée en tout temps par le centre de contrôle permet aux tiers de faire un signalement.
- Détection des ruptures – Un système de surveillance informatique détecte les ruptures potentielles.
- Écart de pression automatisé – Un système informatique surveille les mesures de la pression pendant l'arrêt du pipeline et produit une alarme en cas de chute de pression.
- Inspection acoustique interne – Des outils de mesures géolocalisés vérifient l'intégrité de la conduite et détectent et localisent les petites fuites.

Enbridge a donné au personnel de vérification de la Régie une présentation générale de la détection des fuites et a fait une démonstration de l'essai sur simulateur du retrait de fluide. La société effectue cet essai tous les trois mois pour vérifier que les systèmes de détection de fuites fonctionnent selon les paramètres prévus et que les opérateurs de la salle de commande et les analystes en détection des fuites savent détecter, analyser et traiter correctement les fuites apparentes.

Enbridge a présenté les fonctions du gestionnaire d'alarmes de détection de fuites pendant la simulation du retrait de fluide. C'est un outil qui permet à l'équipe d'intervention en cas d'alarme de réagir aux alarmes de fuites et dévaluer chacune d'elles de manière indépendante. En cas d'alarme de fuites, les trois membres de cette équipe (opérateur de la salle de commande, conseiller technique principal et analyste en détection des fuites) examinent indépendamment les données pour évaluer la validité du signalement. Si l'un d'eux confirme la présence d'une fuite, le pipeline est immédiatement mis hors service. S'ils sont incapables d'éliminer avec certitude la possibilité d'une fuite en moins de 10 minutes, le pipeline est mis hors service et l'enquête se poursuit pour trouver la cause de l'alarme. La société a donné au personnel de vérification un exemple du rapport d'événements d'alarme produit chaque mois par le gestionnaire d'alarmes de détection de fuites et a expliqué certains renseignements sur les événements. Les marches à suivre relatives au gestionnaire et à la détection des fuites se trouvent dans le *Procedure Accelerator*.



Le personnel de vérification de la Régie a pu visiter les salles de commande principale et secondaire d'Enbridge, observer les pupitres de détection des fuites et interroger le personnel du centre de commande.

La présentation générale de la détection des fuites mentionnait le respect des exigences applicables de la norme CSA Z662-15, une affirmation appuyée par les observations, documents et dossiers suivants :

- Les exigences quant aux capacités, à la conception, aux méthodes et à l'équipement de détection des fuites sont définies dans la stratégie de détection de fuites dans les pipelines d'hydrocarbures liquides (document *Liquid Hydrocarbon Pipeline Leak Detection Strategy*), le manuel général du système de détection de fuites, les manuels propres à une canalisation de ce système, la norme sur l'équipement de détection de fuites dans une canalisation principale (document *Mainline Leak Detection Equipment Engineering Design Standard*) et la norme d'affichage du système de bilan matières.
- La section 3.1.3 de la stratégie de détection de fuites dans les pipelines d'hydrocarbures liquides et la section 1.3.2 du manuel général du système de détection de fuites décrivent comment la quantité de pétrole transporté est calculée à intervalles réguliers, habituellement toutes les 2 heures et toutes les 24 heures. Une diminution de cette quantité peut indiquer la présence d'une fuite. La procédure de suivi du mouvement des produits y est aussi mentionnée. La société a également fourni un rapport sommaire sur les excédents/déficits de produit pour la période du 1^{er} mai au 1^{er} juin 2019.
- La section 11 de la stratégie de détection de fuites dans les pipelines d'hydrocarbures liquides et la section 9 du manuel général du système de détection de fuites décrivent comment surveiller, examiner et évaluer le rendement de la détection des fuites. Un exemple d'un tel examen périodique a été présenté sous la forme du rapport mensuel sur les données de la détection de fuites de juin 2019, qui résume le rendement du système et les problèmes rencontrés, et contient des données sur la fiabilité et la robustesse.
- La norme sur l'équipement de détection de fuites dans une canalisation principale et le manuel général du système de détection de fuites décrivent l'équipement de ce système et ses fonctions. Comme on l'a mentionné, le personnel de vérification a assisté à une démonstration sur simulateur d'un essai de retrait de fluide qui a permis d'évaluer la sensibilité de la surveillance computationnelle des pipelines. La capacité de détection du système a été observée et discutée. La société effectue des essais de fuites sur simulateur pour former les opérateurs de la salle de commande et les analystes en détection des fuites. Elle a fourni un rapport (*LO9 MBS API 1130*) (T2 de 2019) à titre d'exemple de système de surveillance computationnelle ayant fonctionné correctement.
- La section 13 du manuel général du système de détection de fuites et les volumes 5 et 6 du manuel d'exploitation et d'entretien (*Pressure, Temperature, Viscometer, Densitometer, and Flowmeter* [Pression, température, viscosimètre, densitomètre et débitmètre]) décrivent les tâches d'entretien préventif obligatoires pour le système de détection de fuites. La société a fourni une liste d'ordres de travail concernant l'étalonnage de l'équipement du système.

Pour une description détaillée du SCADA utilisé pour le réseau, consulter l'évaluation de l'élément **PV-21 – Conception, maintenance et fonctions d'exploitation du système d'acquisition et de contrôle des données (« SCADA »)**.



En somme, par les documents et les dossiers qu'elle a fournis, la visite guidée de ses installations et les entrevues accordées par son personnel, Enbridge a démontré qu'elle a établi et mis sur pied un système de commande et un système de détection de fuites dont les données et les alarmes sont intégrées au SCADA. Des analystes de la détection des fuites, des opérateurs de la salle de commande et des conseillers techniques principaux formés surveillent en tout temps la présence de fuites dans les réseaux pipeliniers.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-10 – Système d'enregistrement des données du système de commande de pipelines

Exigence réglementaire

Article 37 du RPT – La compagnie doit établir et mettre sur pied un système de commande du pipeline qui **b)** enregistre les données chronologiques de l'exploitation du pipeline, les messages et les alarmes pour rappel.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi et mis sur pied un système de commande de pipelines qui enregistre les données chronologiques de l'exploitation des pipelines, les messages et les alarmes pour rappel.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- Présentation générale
- *Leak Detection System (LDS) General Manual*
- *Records Retention Schedule*
- Dossiers sur l'historique des alarmes et des activités d'exploitation

Le personnel de vérification de la Régie a également pu...

- visiter le centre de commande;
- observer un changement de quart.

Évaluation

Enbridge a donné au personnel de vérification de la Régie une présentation générale qui couvrait le système de détection de fuites et le SCADA. Elle lui a aussi fait visiter ses salles de commande principale et secondaire. Dans la salle de commande principale, les vérificateurs ont observé des opérateurs de pupitre gérer des alarmes. Ils ont également observé un changement de quart pour les postes d'opérateur, de conseiller technique principal et de chef de quart le soir du 14 août 2019, pendant lequel le personnel entrant en fonction a été informé de l'état d'exploitation, des interruptions, des alarmes et des activités à venir.

Le personnel de vérification de la Régie a examiné le manuel général du système de détection de fuites (document *Leak Detection System [LDS] General Manual*), qui décrit ce système. La section 14 énonce le processus de conservation des dossiers et les exigences connexes. Il y est indiqué, en 14.1 (section *Retention of Records* [Conservation des dossiers]), que « les dossiers doivent comprendre des données chronologiques pour satisfaire aux exigences de la norme API 1130 ». Les périodes de conservation des dossiers sont énumérées à la section 14.2.

La société a fourni au personnel de vérification de la Régie une liste des dossiers chronologiques sur les alarmes du pupitre 28 datée du 15 mai 2019, et a montré la capacité de conservation des renseignements sur les alarmes du SCADA. Elle lui a également remis des documents sur les incidents d'exploitation au-delà des tolérances de conception des six derniers mois ainsi que des messages d'alarme et des commandes, avec un



tableau en précisant le moment et les pressions correspondantes. Enfin, elle lui a remis un dossier contenant les données du système de détection de fuites et du SCADA enregistrées lors d'un essai de retrait de fluide mené le 13 juillet 2019.

En somme, Enbridge a démontré que son système de commande de pipelines enregistre les données chronologiques de l'exploitation des pipelines, les messages et les alarmes, et que ses opérateurs peuvent trouver et imprimer toute donnée souhaitée, quelle qu'en soit la date.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-11 – Enquête sur les incidents, les quasi-incidents et les non-conformités

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)r) du RPT – d'établir et de mettre en œuvre un processus relatif aux rapports internes sur les dangers, les dangers potentiels, les incidents et les quasi-incidents et permettant de prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi et mis en œuvre un processus relatif aux rapports internes sur les dangers réels et potentiels, les incidents et les quasi-incidents liés à l'exploitation de pipelines et permettant de prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents. Elle doit démontrer ce qui suit :

- La société a établi et mis en œuvre un processus conforme.
- Elle a établi des méthodes de rapport interne sur les dangers réels et potentiels, les incidents et les quasi-incidents.
- Les dangers réels et potentiels sont signalés conformément au processus de la société.
- Les incidents et quasi-incidents sont signalés conformément au processus de la société.
- La société a établi sa façon de gérer les dangers imminents.
- Elle enquête sur les incidents et les quasi-incidents.
- Ses méthodes d'enquête sont uniformes et appropriées pour la portée et l'échelle des conséquences réelles et possibles de l'incident ou du quasi-incident visé.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a notamment fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Integrated Management System Document*
- *Corrective and Preventive Action Management Process*
- *Control Room Management Plan*
- *CCO Incident investigation Process*
- *Safety Observation Standard*
- *Hazard Assessment and Control Standard*
- *Procedure Accelerator Tool Index*
- Rapport d'enquête sur un incident au terminal de Sarnia

Évaluation

L'IMSD nomme les normes et les processus du secteur des pipelines de liquides concernant le signalement des incidents et les enquêtes. Voici une liste de documents à ce sujet applicables aux incidents liés aux pipelines de liquides :



- *Enbridge Incident Reporting Standard*
- *Enbridge Incident Investigation Standard*
- *Enbridge Incident Investigation Process*
- *Enbridge Hazard Assessment and Control Standard*
- *Enbridge Corrective and Preventive Action Management Process*
- *Control Room Management (CRM) Plan*
- *CCO Incident investigation Process*
- *Procedure Accelerator (PA)*

La norme de signalement des incidents d'Enbridge (document *Enbridge Incident Reporting Standard*) fournit « des lignes directrices sur les exigences réglementaires et de la société quant au signalement [des incidents] aux parties prenantes internes ». La figure 1 du document présente les divers types d'incidents à signaler, et la section *Responsibilities* décrit les responsabilités du personnel du centre de commande. Cette norme sert à « déterminer les facteurs de causalité des incidents en fonction de faits et à mettre en œuvre des mécanismes de contrôle pour empêcher des événements semblables de survenir ».

Le processus d'enquête sur les incidents d'Enbridge (document *Enbridge Incident Investigation Process*) vise à « assurer que le personnel et les entrepreneurs d'Enbridge se servent de méthodes acceptées pour signaler les incidents, faire les enquêtes connexes et en tirer des leçons ». La section 5.10 de l'IMSD indique que le processus d'enquête sur les incidents constitue une mesure d'amélioration continue visant à normaliser la méthode suivie par le secteur des pipelines de liquides.

La section 8 du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management [CRM] Plan*) décrit comment le personnel des OCC enquête sur les événements et comment sont réalisés le signalement des incidents et les enquêtes. Le processus d'enquête sur les incidents liés aux OCC (document *CCO Incident investigation Process*) explique en détail comment enquêter sur les quasi-incidents, les incidents et les incidents potentiels, en déterminer les causes profondes et mettre en œuvre des mesures correctives et préventives. Le processus de gestion de celles-ci établit les exigences minimales de création, d'administration, de suivi et de gestion des mesures et de production de rapport.

Pour gérer les incidents à mesure qu'ils surviennent, la base de données *Procedure Accelerator* d'Enbridge dresse la liste de toutes les marches à suivre et de toutes les étapes suivies par les employés pour gérer tout incident normal ou inhabituel et toute situation d'urgence qui s'affiche sur les pupitres de la salle de commande. La base de données et les marches à suivre qu'elle contient sont des mécanismes de contrôle de la salle de commande mis en place pour assurer le suivi d'un processus uniforme et reproductible dans le signalement et la gestion des dangers réels et potentiels, des incidents et des quasi-incidents. Par exemple, il existe une procédure concernant la suppression présumée ou confirmée. Chaque procédure de la base de données présente les étapes que doit suivre l'opérateur pour reconnaître le danger réel ou potentiel, et guide le personnel d'exploitation vers le processus d'enquête sur les incidents liés aux OCC, qui vise notamment le signalement à l'autorité concernée. Chaque année, tous les opérateurs doivent lire et signer toutes les marches à suivre de la base de données pour se tenir informés des changements. Les entrevues des opérateurs de la salle de commande, des conseillers techniques principaux, des analystes en détection des fuites et des chefs de quart ont confirmé que ces personnes connaissent la base de données et les marches à suivre, et savent s'en servir.



La société se sert du système Encompass pour consigner et signaler les incidents à l'interne. Elle a fourni à titre d'exemple le dossier d'un événement survenu au terminal de Sarnia qui comprenait un rapport d'enquête décrivant la cause profonde de l'événement et le plan de mesures correctives et préventives adopté en conséquence.

En somme, Enbridge a démontré qu'elle a établi un processus de signalement des incidents et d'enquête propre à sa salle de commande, encadré par l'IMSD et compris dans celui-ci. Ce processus comprend les marches à suivre nécessaires pour élaborer et mettre en œuvre des mesures correctives et préventives et pour les suivre jusqu'à la fin. Tous les incidents sont entrés dans le système Encompass, qui couvre toute la société. Pour gérer les incidents à mesure qu'ils surviennent, Enbridge a dressé une liste de marches à suivre auxquelles les opérateurs peuvent accéder rapidement, de manière à assurer le suivi d'un processus convenable et uniforme pour la gestion des incidents de tous types.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-12 – Manuel des mesures d'urgence

Exigence réglementaire

Paragraphe 32(1.1) du RPT – La compagnie élabore un manuel des mesures d'urgence, qu'elle révisé régulièrement et met à jour au besoin.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a élaboré et qu'elle révisé régulièrement et met à jour au besoin un manuel des mesures d'urgence visant les situations propres à la salle de commande (p. ex., alerte à la bombe).

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a notamment fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Control Room Management Plan*
- *Quality Management System (QMS) Procedures Manual*
- *Procedure Accelerator Index*
- *Governance Document Library Sample*
- *CCO Training Guidelines*
- *Terminal Emergency Response Certification Requirements*
- *Pipeline Emergency Response Certification Requirements*
- *Emergency Response Certification Requirements*
- *2018 Winter Training Course Map*
- Divers exemples, rapports et dossiers

Évaluation

La section 3 du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*) décrit les rôles et les responsabilités du personnel de cette salle dans les situations normales, inhabituelles et d'urgence.

Pour chaque type d'incident (normal, inhabituel et urgence) survenant au centre de commande, y compris des incidents comme les alertes à la bombe, le personnel des OCC trouve dans la base de données *Procedure Accelerator* d'Enbridge la façon de régler rapidement et efficacement tout problème. Cet outil donne au personnel du centre de commande un accès rapide aux étapes d'interventions et aux liens vers d'autres marches à suivre, et lui permet de consigner ses décisions.

Les opérateurs doivent lire les marches à suivre au moins une fois par année, et s'ils ont commis une erreur en les suivant ou lorsqu'elles sont modifiées, puis confirmer qu'ils l'ont fait en cliquant sur un lien dans l'outil. L'équipe de gestion peut ainsi vérifier que tout le personnel des OCC a lu et accepté les marches à suivre. Le personnel de vérification a reçu un document d'Enbridge (*Procedure Acknowledge Example*) montrant comment un employé confirme avoir lu une procédure. Il a également examiné la gestion de l'historique des modifications et des révisions apportées au *Procedure Accelerator*.



La section 4.2.2 du manuel des marches à suivre du système de gestion de la qualité (document *Quality Management System [QMS] Procedures Manual*) présente les activités principales d'un opérateur du centre de commande en ce qui concerne l'application des marches à suivre pendant les situations d'urgence. La section 7.1, *Manage Procedures* (gestion des marches à suivre), décrit en détail les marches à suivre de vérification annuelle des opérateurs, le processus d'examen annuel des marches à suivre, les marches à suivre temporaires, l'archivage et la gestion des marches à suivre, et la formation.

Le personnel de vérification de la Régie a assisté à une démonstration des fonctions liées aux méthodes d'urgence du *Procedure Accelerator*. Il a également interrogé des opérateurs du centre de commande, un analyste en détection des fuites, un conseiller technique principal et un chef de quart pour vérifier s'ils connaissaient les marches à suivre et leurs responsabilités.

La base de données *Procedure Accelerator* est accessible en ligne à tous les opérateurs, et est sauvegardée dans SharePoint et sur le disque dur des ordinateurs des opérateurs pour offrir un accès hors ligne. Ainsi, tous les opérateurs ont accès aux marches à suivre en tout temps.

Le personnel de vérification de la Régie a reçu des exemples de dossiers de formation relatifs à la certification pour l'intervention en cas d'urgence et d'urgence à un terminal, et à la recertification pour l'intervention en cas d'urgence. Ces dossiers montrent que la société teste ses employés au sujet des méthodes d'urgence.

Enbridge a aussi fourni au personnel de vérification de la Régie des preuves que les marches à suivre du *Procedure Accelerator* sont révisées régulièrement et mises à jour ou modifiées au besoin.

En somme, Enbridge a démontré qu'elle a élaboré les méthodes d'urgence que doit suivre le personnel de la salle de commande, et que celui-ci les passe en revue au moins une fois par année. La société a aussi démontré qu'elle révisé régulièrement et met à jour ses méthodes d'urgence.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-13 – Analyse des alarmes de fuites

Exigence réglementaire

Section E.4.3.2 de la norme CSA Z662-15 – L'analyse des alarmes de fuites doit permettre d'en déterminer la cause. L'alarme de fuites ne doit pas être ignorée ni déclarée invalide sans cette analyse; on doit présumer que toutes les alarmes ont une cause. On doit élaborer des méthodes permettant de cibler la cause d'une alarme de fuites. La méthode d'analyse du système de détection de fuites doit préciser la période d'analyse maximale. Si la cause de l'alarme de fuites n'a pas été établie à l'intérieur de cette période, la canalisation doit être sécurisée jusqu'à ce que la cause de l'alarme de fuites soit établie.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle analyse toutes les alarmes de fuites pour en déterminer la cause et qu'elle a élaboré des méthodes permettant de cibler la cause.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a notamment fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Liquid Hydrocarbon Pipeline Leak Detection Strategy*
- *Leak Detection Alarm Manager (LDAM)*
- *LDAM Procedures*
- *LDAM Combined Export May 1 – 31 2019*

Évaluation

Enbridge a remis des descriptions de ses quatre systèmes de détection de fuites :

- Système de bilan matières
- Système automatisé de bilan volumique
- ESI (système basé sur un logiciel qui utilise un modèle d'écoulement transitoire en temps réel pour simuler les conditions d'exploitation et permettre à l'opérateur de visualiser l'état hydraulique du pipeline)
- Atmos Pipe (logiciel de bilan matières pour la détection de fuites)

Le système de bilan matières est le principal algorithme de détection de fuites utilisé pour les canalisations d'Enbridge réglementées par la Régie. Le système Atmos Pipe est utilisé seulement pour une de ces canalisations. Il repose sur des algorithmes statistiques et de correction de la pression avancés, et offre une grande sensibilité de détection et un très faible taux de fausse alarme en régime d'exploitation transitoire comme permanent.

Le personnel de vérification de la Régie a eu droit à une présentation et à une démonstration du gestionnaire d'alarmes de détection de fuites et des marches à suivre connexes de réponse aux alarmes et d'analyse des alarmes. Lorsqu'une fuite est détectée par l'un des systèmes présentés ci-



dessus, une alarme est déclenchée dans le SCADA. Chaque alarme de fuites est traitée et analysée indépendamment par l'équipe d'intervention en cas d'alarme, qui se compose d'un opérateur de la salle de commande, d'un conseiller technique principal et d'un analyste en détection des fuites.

Le résultat de chaque évaluation de cette équipe ainsi que la cause profonde de chaque alarme de fuites sont suivis par le gestionnaire d'alarmes de détection de fuites. Cet outil permet de grouper en un événement alarmant plusieurs alarmes ayant la même cause profonde. Pour chaque système susmentionné, l'équipe d'intervention en cas d'alarme doit suivre une procédure de détection différente. L'équipe suit la procédure appropriée et examine indépendamment les données pour déterminer si la fuite présumée s'est bien produite. Si l'un des membres le confirme, le pipeline est mis hors service. S'il est impossible d'en éliminer avec certitude la possibilité en moins de 10 minutes, le pipeline est mis hors service. Les méthodes et les étapes à suivre pour déterminer la cause profonde sont indiquées dans chaque procédure.

Lorsque le pipeline est mis hors service parce que l'évaluation était encore en cours après 10 minutes, celle-ci se poursuit jusqu'à sa conclusion; elle n'est soumise à aucun délai.

Le personnel de vérification de la Régie a demandé à Enbridge des preuves que toutes les alarmes sont analysées et leurs causes profondes, trouvées. La société a fourni un échantillon des événements du gestionnaire d'alarmes de détection de fuites enregistrés pour les canalisations réglementées par la Régie entre le 1^{er} et le 31 mai 2019. On y trouve une liste de toutes les alarmes de fuites, identifiées par le moment de réception de l'alarme et groupées par événement alarmant, ainsi que la cause profonde de chaque alarme.

Le personnel de vérification de la Régie a examiné les renseignements concernant une enquête sur un événement particulier (n° 24069, daté du 4 mai 2019) et la cause profonde de cet événement.

Enbridge a expliqué au personnel de vérification de la Régie qu'il n'existe qu'une seule situation où un analyste en détection des fuites peut déclarer qu'une alarme est invalide et ne pas faire enquête : lors d'un essai de retrait de fluide prévu. En effet, certains employés de la salle de commande sont alors préalablement avisés qu'il s'agit d'un essai, ce qui évite l'arrêt inutile du pipeline.

En somme, Enbridge a pu démontrer qu'elle a la technologie et les marches à suivre nécessaires pour analyser toutes les alarmes de fuites et en déterminer la cause profonde. D'après les preuves fournies, la société ne semble pas ignorer ni déclarer invalide les alarmes sans les analyser, sauf lors des essais prévus. Enbridge a élaboré des méthodes pour trouver la cause des alarmes de fuites. Le processus d'analyse du système de détection de fuites prévoit une période d'analyse maximale de 10 minutes. Si la cause de l'alarme n'est pas déterminée pendant cette période, la canalisation est sécurisée jusqu'à ce qu'elle soit trouvée.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-14 – Mise hors service en toute sécurité de pipelines en cas d'urgence

Exigence réglementaire

Article 10.5.2.1 de la norme CSA Z662-15 – Les exploitants doivent établir la marche à suivre en cas d'urgence, laquelle doit comprendre :

- a) des méthodes de commande et de mise hors service en toute sécurité du réseau de canalisations, ou d'une partie de ce réseau, en cas d'urgence; et
- b) des mesures de sécurité à respecter par le personnel sur les lieux de l'intervention d'urgence.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi des méthodes de commande et de mise hors service en toute sécurité du réseau de canalisations en cas d'urgence ainsi que des mesures de sécurité à respecter par le personnel sur les lieux de l'intervention d'urgence.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a notamment fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Emergency Shutdown – Pipeline Procedure*
- *CCO Training Guidelines*
- *Control Room Management Plan*
- *Pipeline Emergency Response Certification*
- *Terminal Emergency Response Certification*
- *Emergency Response Recertification*
- *Call-out Equipment Issues Procedure*
- *Loss of Contact Procedure*
- *Working Alone – Field Personnel Notification*
- *Medical Emergency Procedure – CCO Personnel*

Évaluation

Selon la section 3.3.13 du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*), l'opérateur a le pouvoir de mettre le pipeline hors service. Le plan précise aussi que si même un opérateur de pupitre qualifié tombe malade, tous les opérateurs de pipelines et de terminaux et tous les conseillers techniques principaux du centre de commande sont qualifiés pour effectuer des tâches qui leur permettent de mettre hors service un pipeline ou un terminal en cas d'urgence. Autrement dit, si un opérateur tombe malade et ne peut pas s'acquitter de ses fonctions, d'autres opérateurs de la salle de commande sont qualifiés et autorisés à le remplacer et à arrêter le pipeline, au besoin.

La procédure d'arrêt d'urgence d'un pipeline (document *Emergency Shutdown – Pipeline Procedure*) énumère les étapes à suivre lors d'une demande d'arrêt d'urgence. Elle décrit les responsabilités de l'opérateur de la salle de commande, du conseiller technique principal et du chef de quart. L'opérateur doit notamment amorcer, à l'aide du SCADA, les commandes indiquant à l'équipement sur le terrain d'arrêter la canalisation et



d'assurer le sectionnement du pipeline. Le conseiller technique principal vérifie les changements apportés par l'opérateur, et le chef de quart s'occupe des avis d'urgence et de commencer le rapport d'incident. Les entrevues avec le personnel du centre de commande ont confirmé que l'opérateur a le pouvoir de mettre hors service le pipeline.

La section 1 de la procédure relative aux lignes directrices pour la formation sur les OCC (*CCO Training Guidelines Procedure*) exige que les employés nouvellement embauchés suivent « une formation sur simulateur, y compris la certification pour l'intervention en cas d'urgence à un terminal ou à un pipeline qui s'applique ». Le personnel de vérification a demandé et reçu des dossiers de formation montrant que la société offre la formation nécessaire à la certification pour l'intervention en cas d'urgence à un pipeline et à un terminal ainsi que la certification pour l'intervention en cas d'urgence. Les dossiers ont été jugés adéquats.

En ce qui concerne la formation continue et la recertification relatives aux interventions d'urgence, consulter les éléments **PV-15** et **PV-16** portant sur **la formation, la compétence et l'évaluation**.

Enbridge donne chaque année la formation d'équipe décrite à la section 8 de la procédure relative aux lignes directrices pour la formation sur les OCC : « Les exercices de simulation d'intervention d'urgence présenteront des scénarios basés sur l'examen de données d'exploitation réelles associées à la présence simultanée ou successive de conditions inhabituelles, notamment, à chaque séance, une combinaison des scénarios suivants, qui reposent sur des incidents réellement survenus au centre de commande d'Enbridge :

- Fuite alors que le pipeline est en fonction
- Fuite avant ou pendant le démarrage du pipeline
- Fuite pendant l'arrêt intégral ou partiel (p. ex. en amont de l'injection plein débit) du pipeline
- Obstruction alors que le pipeline est en fonction
- Obstruction avant ou pendant le démarrage du pipeline
- Alarme d'urgence (incendie, gaz, système de bilan matières)

Enbridge a remis au personnel de vérification de la Régie l'analyse d'une évaluation par simulation pour la recertification relative à l'intervention en cas d'urgence. On compte trois marches à suivre particulières parmi les méthodes de sécurité du centre de commande destinées au personnel de terrain. La procédure d'appel en cas de problème avec l'équipement (document *Call-out Equipment Issues Procedure*) énonce les exigences de communication que doit respecter l'opérateur de la salle de commande lorsque l'état ou le fonctionnement de l'équipement nécessite d'aviser immédiatement le personnel de terrain. La procédure en cas de perte de contact (document *Loss of Contact Procedure*) indique comment réagir lorsque le contact avec le personnel de terrain est coupé. La procédure d'avis pour travail en isolement sur le terrain (document *Working Alone – Field Personnel Notification Procedure*) énonce les étapes à suivre lorsque le centre de commande est avisé qu'un employé sur le terrain n'a pas donné de ses nouvelles à la société tierce chargée de la surveillance.

Enbridge a aussi présenté le simulateur d'essai de retrait de fluide au personnel de vérification de la Régie et lui en a fait une démonstration. Cet outil est conçu pour mettre à l'essai les systèmes et le personnel afin de vérifier s'ils peuvent détecter les fuites et y réagir de façon appropriée, notamment en suivant les étapes pour mettre le pipeline hors service.

Chaque trimestre, Enbridge teste son processus de transfert de la commande entre les salles de commande principale et secondaire et en sens inverse. La société s'assure que tous les opérateurs de la salle de commande expérimentent le processus au moins une fois par année. Pendant



un transfert contrôlé, les réseaux pipeliniers ne sont pas mis hors service, mais lors d'une urgence véritable, le personnel arrêterait toutes les canalisations avant de quitter la salle de commande principale et les remettrait en service une fois la commande transférée à la salle secondaire.

En somme, Enbridge a démontré qu'elle a établi des méthodes de commande et de mise hors service en toute sécurité du réseau de canalisations en cas d'urgence ainsi que des mesures de sécurité à respecter par le personnel sur les lieux de l'intervention d'urgence.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-15 – Formation, compétence et évaluation

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)j) du RPT – d'établir et de mettre en œuvre un processus pour établir les compétences requises et élaborer des programmes de formation à l'intention des employés et de toute autre personne travaillant en collaboration avec la compagnie ou pour le compte de celle-ci afin de leur permettre de s'acquitter de leurs tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.

Article 46 du RPT – (1) La compagnie doit établir et mettre en œuvre un programme de formation pour ceux de ses employés qui participent directement à l'exploitation du pipeline.

(2) Le programme de formation doit informer les employés :

- a) des règlements et des méthodes de sécurité qui s'appliquent à l'exploitation journalière du pipeline;
- a.1) des processus, méthodes et mesures de sûreté qui s'appliquent à l'exploitation journalière du pipeline;
- b) des pratiques et des procédures écologiques qui s'appliquent à l'exploitation journalière du pipeline;
- c) du mode de fonctionnement approprié de l'équipement qu'ils sont raisonnablement susceptibles d'utiliser;
- d) des mesures d'urgence énoncées dans le manuel visé à l'article 32 et du mode de fonctionnement de tout l'équipement d'urgence qu'ils sont raisonnablement susceptibles d'utiliser.

(3) La compagnie doit faire tous les efforts possibles pour que les employés qui participent au programme de formation aient acquis, au terme de la formation, des connaissances pratiques sur la matière enseignée.

Exigence non obligatoire – Article E.9.1 de la norme CSA Z662-15 – Les contrôleurs de canalisation doivent recevoir une formation initiale et des formations d'appoint appropriées. L'exploitant de la canalisation doit élaborer des lignes directrices portant sur la formation, l'évaluation et la formation d'appoint des contrôleurs de canalisation. L'évaluation du contrôleur de canalisation vise à mesurer ses compétences avant de lui confier l'exploitation de la canalisation. L'exploitant de la canalisation doit établir les critères de compétence des contrôleurs de canalisation. Les responsables de l'élaboration du système de détection de fuites, le personnel de soutien et les contrôleurs de canalisation doivent comprendre les méthodes de détection de fuites, les processus et appareillages critiques, l'application logicielle, et l'effet de chacun de ces éléments sur les performances du système de détection de fuites.



Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi des critères de compétence et élaboré des programmes de formation pour les contrôleurs de canalisation. Elle doit démontrer ce qui suit :

- La société a un processus conforme pour établir les compétences requises et élaborer des programmes de formation.
- Elle a établi les compétences requises.
- Les programmes de formation peuvent être liés aux compétences requises établies et permettent d'acquérir efficacement les compétences voulues.
- Les employés et toute autre personne travaillant pour le compte de la société ont la compétence requise pour s'acquitter de leurs tâches.
- Les personnes qui travaillent en collaboration avec la société ou pour son compte reçoivent une formation adéquate sur le système de gestion et les programmes visés par l'article 55.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a notamment fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Workforce Competency and Qualification Management Process*
- *Integrated Management System Document*
- *Operate and Maintain Management Program*
- *Liquid Pipelines Technical Capability Process*
- *CCO Training Guidelines*
- *Control Room Management Plan*
- *Competency Standard Leak Detection Analysis*
- *Competency Standard Leak Detection Event Management*
- *Individual Training Plan*
- *Enbridge Learning Management System Competency Requirements Phases 1 to 5*
- *Pipeline Emergency Response Certification*
- *Terminal Emergency Response Certification*
- *LP Technical Training Department Plan*

Évaluation

La section 5.6 de l'IMSD décrit le processus général de gestion de la qualification et de la compétence de la main-d'œuvre, qui vise à établir une approche uniforme pour assurer la compétence et la qualification de la main-d'œuvre.

Ce processus (*Workforce Competency and Qualification Management Process*) décrit les rôles, les responsabilités, les normes et les exigences, et contient un schéma descriptif qui indique ses liens avec d'autres processus de l'IMSD. La société vise ainsi à établir une approche uniforme dans tous les secteurs des programmes de gestion en ce qui concerne la compétence et la qualification de la main-d'œuvre. Le processus



s'applique à tous les employés et entrepreneurs de la société et couvre des fonctions globales se rapportant aux pipelines de liquides et aux grands projets.

La section 8, *Capability Management* (gestion des capacités), du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien (document *Operate and Maintain Management Program*) s'harmonise à ce processus général et indique les processus à suivre pour créer les programmes de formation et les outils de vérification requis.

La section 9 du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*) présente les différents types de formation que doivent suivre, individuellement et en équipe, les opérateurs et le personnel des CCO.

Les compétences requises des analystes en détection des fuites figurent dans les normes de compétence pour l'analyse de la détection de fuites et pour la gestion d'événements de détection de fuites (documents *Competency Standard Leak Detection Analysis* et *Competency Standard Leak Detection Event Management*).

Le processus relatif aux capacités techniques pour les pipelines de liquides (document *Liquid Pipelines Technical Capability Process*) décrit comment le personnel de formation et de renforcement des capacités du service de formation technique sur les pipelines de liquides collabore avec des experts pour définir les compétences techniques, élaborer et mettre en œuvre des solutions d'apprentissage axées sur les résultats et exécuter des programmes d'évaluation et d'assurance des capacités techniques qui permettent d'attirer et de retenir la main-d'œuvre et d'en renforcer les compétences professionnelles.

Le personnel de vérification de la Régie a pu prendre connaissance des lignes directrices pour la formation sur les OCC (document *CCO Training Guidelines*) et des cinq phases d'évaluation des compétences, ainsi que de dossiers de formation correspondants, présentés comme preuves que la société évalue la formation et la compétence du personnel des OCC conformément aux exigences. Les objectifs du programme de formation pour la salle de commande sont les suivants :

- Formation et qualification des nouveaux employés
- Formation polyvalente et qualification du personnel pour différents pupitres
- Préparation et offre de formations annuelles d'équipe et de bilan

Les lignes directrices pour la formation sur les OCC décrivent l'approche en cinq phases du programme de formation de base, et plus particulièrement ce qui suit :

- Durée estimée de la formation (selon des données historiques)
- Nom du mentor de la personne formée
- Particularités du pupitre (pipeline, terminal, hybride)
- Calendrier de réalisation des cinq phases

Par exemple, les lignes directrices indiquent ce qui suit :



- chaque opérateur doit terminer au moins un des deux programmes de formation associés aux listes de vérification des compétences nécessaires aux opérations des pipelines de liquides ou des terminaux de liquides, ainsi que des tests écrits sur les installations qu'il commandera;
- chaque opérateur doit terminer la formation sur simulateur, y compris la certification pour l'intervention en cas d'urgence à un pipeline ou à un terminal, selon ce qui s'applique;
- chaque opérateur doit se qualifier pour réaliser des tâches connexes (conformément à la section G de la partie 195 du titre 49 du *Code of Federal Regulations* américain et au plan de qualification des opérateurs d'Enbridge);
- chaque programme de formation propre à un poste vise l'acquisition de compétences particulières.

Pour qu'un nouvel opérateur puisse commander les installations d'Enbridge sans supervision directe, il doit avoir été jugé compétent pour chacune des compétences exigées. Dans le système de gestion de l'apprentissage de la société, l'indication « acquis » signifie que l'opérateur est compétent, alors que toute autre indication signifie qu'il est jugé « pas encore compétent » pour le rôle connexe et doit encore être formé et encadré. Pour obtenir l'indication « acquis », le nouvel opérateur doit montrer à son mentor qu'il peut utiliser sans aide le pupitre qui lui est assigné pendant un certain temps.

Les nouveaux analystes en détection des fuites suivent un plan de formation semblable à celui des opérateurs, mais axé sur les systèmes de détection de fuites et sur leur utilisation dans l'exploitation de pipelines de liquides. Le plan se divise en trois phases visant l'acquisition de compétences. Les compétences requises des analystes en détection des fuites sont décrites dans les normes de compétence pour l'analyse de la détection de fuites et pour la gestion d'événements de détection de fuites. Lorsqu'un nouvel analyste a démontré qu'il possède les compétences requises sous la supervision d'un mentor, il subit une évaluation visant à vérifier que ces compétences sont bien acquises. Le suivi de l'état de compétence des analystes est assuré par le système de gestion de l'apprentissage, comme pour les opérateurs de la salle de commande.

Enbridge a donné au personnel de vérification de la Régie des captures d'écran montrant des exemples de confirmation de formation pour les opérateurs et les analystes, notamment ce qui suit :

- Plan de formation individuel
- Dossiers de réalisation de phases
- Compétence, phase 1 du système de gestion de l'apprentissage
- Compétence, phase 2 du système de gestion de l'apprentissage
- Compétence, phase 3 du système de gestion de l'apprentissage
- Compétence, phase 4 du système de gestion de l'apprentissage
- Compétence, phase 5 du système de gestion de l'apprentissage
- Certification pour l'intervention en cas d'urgence à un pipeline
- Certification pour l'intervention en cas d'urgence à un terminal
- Dossier de qualification d'opérateur intitulé *Startup of a Liquid Pipeline* (Démarrage d'un pipeline de liquides)

Enbridge a aussi fourni ce qui suit :



- le plan de formation des chefs de quart;
- un dossier de confirmation de formation d'un chef de quart produit par le système de gestion de l'apprentissage.

En somme, Enbridge a pu démontrer qu'elle a établi et mis en application des critères de compétences et élaboré et offert des programmes de formation pour le personnel de la salle de contrôle.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-16 – Formation, compétence et évaluation

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)k) du RPT – d'établir et de mettre en œuvre un processus pour s'assurer que les employés et toute autre personne travaillant en collaboration avec la compagnie ou pour le compte de celle-ci sont formés et compétents et pour les superviser afin qu'ils puissent s'acquitter de leurs tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.

Paragraphe 46(2) du RPT – Le programme de formation doit informer les employés :

- a) des règlements et des méthodes de sécurité qui s'appliquent à l'exploitation journalière du pipeline;
- a.1) des processus, méthodes et mesures de sûreté qui s'appliquent à l'exploitation journalière du pipeline;
- b) des pratiques et des procédures écologiques qui s'appliquent à l'exploitation journalière du pipeline;
- c) du mode de fonctionnement approprié de l'équipement qu'ils sont raisonnablement susceptibles d'utiliser;
- d) des mesures d'urgence énoncées dans le manuel visé à l'article 32 et du mode de fonctionnement de tout l'équipement d'urgence qu'ils sont raisonnablement susceptibles d'utiliser.

Paragraphe 46(3) du RPT – La compagnie doit faire tous les efforts possibles pour que les employés qui participent au programme de formation aient acquis, au terme de la formation, des connaissances pratiques sur la matière enseignée.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi et mis en œuvre un processus pour s'assurer que les employés de la salle de commande sont formés et compétents et pour les superviser afin qu'ils s'acquittent de leurs tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement. Elle doit démontrer ce qui suit :

- La société a un processus conforme pour s'assurer que les employés et les autres personnes sont formés et compétents.
- Elle conserve des dossiers démontrant que ses employés et les autres personnes qui travaillent pour son compte sont formés et compétents en ce qui concerne le programme de gestion de l'intégrité et particulièrement la salle de commande.
- Elle a un processus conforme pour superviser ses employés et les autres personnes qui travaillent pour son compte.
- La supervision des employés et des autres personnes est adéquate pour que chacun s'acquitte de ses tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.



Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a notamment fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Operate and Maintain Management Program*
- *Liquid Pipelines Technical Capability Process*
- *CCO Training Guidelines*
- *Control Room Management Plan*
- *Edmonton Crude – Batch Swing Receipt*
- *Densitometer Failure – Terminal*
- *Gas Alarm - 40 Percent LEL – Terminal*
- *Leak Detection – SPS – System Outage*
- *Leak Detection – MBS – Leak Alarm*
- *CCO Competency Program Phase 5*
- *Pipeline Emergency Response Certification*
- *Emergency Response Re-certification*
- *ELMS Operator OQ Completion – Startup of a Liquid Pipeline*
- *Procedure Accelerator - Procedure Acknowledge Example*
- *OQ Evaluation : CC6 - Startup of a Liquid Pipeline*
- *Competency Requirement - Control Pipeline and Terminal*
- *Competency Requirements - Transport Hazardous Liquids (Control Centre)*
- *Competency Requirements - Manage Risk (Control Centre)*
- *Competency Requirement - Communicate with Operational Stakeholders (Control Centre)*
- *Competency Requirement - Recognize and Respond to Abnormal Operations (Control Centre)*
- *Competency Requirement - Recognize and Respond to Emergency Operations (Control Centre)*
- *Competency Requirement - Operate Console Generic (Control Centre)*
- *Performance Checklist Operate Edmonton Terminal Console*
- *Competency Standard Leak Detection Analysis*
- *Competency Standard Leak Detection Event Management*
- *Performance Checklists – Formative*
- *Competency Checklists – Summative*
- *Leak Detection Analyst Competency Assessment*
- *Shift Supervisor Training Plan*
- *Shift Supervisor eLMS Completion Record for Shift Supervisor Training*
- *LP Technical Training Departmental Plan*



Évaluation

Comme l'indique la section *Évaluation* de l'élément **PV-15** (plus haut), la section 5.6 de l'IMSD renvoie au processus de gestion de la qualification et de la compétence de la main-d'œuvre. Cette section décrit les rôles, les responsabilités, les normes et les exigences, et contient un schéma du processus qui assure l'application d'une approche uniforme dans tous les secteurs de programme en ce qui concerne la compétence et la qualification de la main-d'œuvre. Le schéma montre les liens entre ce processus et les autres processus de l'IMSD.

Enbridge a aussi fourni la section 8 du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien (document *Operate and Maintain Management Program*), qui porte sur la gestion des capacités. Le personnel de vérification de la Régie a également pu étudier le processus relatif aux capacités techniques pour les pipelines de liquides (document *Liquid Pipelines Technical Capability Process*) et les lignes directrices pour la formation sur les OCC (document *CCO Training Guidelines*) qui en découlent. Les compétences requises des analystes en détection des fuites figurent dans les normes de compétence pour l'analyse de la détection de fuites et pour la gestion d'événements de détection de fuites (documents *Competency Standard Leak Detection Analysis* et *Competency Standard Leak Detection Event Management*), dans les cinq phases de l'évaluation des compétences et dans les dossiers correspondants. La société a remis ce qui suit au personnel de vérification de la Régie :

- Normes de compétence
- Listes de vérification du rendement et des compétences
- Base de données *Procedure Accelerator*
- Dossiers montrant comment Enbridge vérifie la formation des travailleurs

Le processus relatif aux capacités techniques pour les pipelines de liquides décrit comment le personnel de formation et de renforcement des capacités du service de formation technique sur les pipelines de liquides collabore avec des experts du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien pour déterminer les compétences techniques, élaborer et mettre en œuvre des solutions d'apprentissage axées sur les résultats et exécuter des programmes d'évaluation et d'assurance des capacités techniques qui permettent d'attirer et de retenir le personnel et d'en renforcer les compétences professionnelles.

Enbridge se sert de son système de gestion de l'apprentissage pour suivre la réalisation des activités de formation, la participation aux événements d'évaluation, l'obtention des certifications pour l'intervention en cas d'urgence et la qualification des opérateurs. Les dossiers prouvant la réussite des activités sont consignés dans ce système et stockés dans un répertoire SharePoint structuré.

Les opérateurs et les analystes en détection des fuites doivent lire et accepter chaque procédure associée à leur rôle dans la base de données *Procedure Accelerator*, en cliquant sur le lien de la société dans l'outil en question. Ils doivent le faire à la dernière phase de leur programme de formation, puis une fois par année et lorsque des modifications sont apportées.



Enbridge LP utilise un modèle de formation axé sur les résultats, conçu pour garantir que l'employé peut s'acquitter de ses tâches avec compétence avant d'être autorisé à gérer seul un pupitre. Les résultats visés par le programme de formation pour le centre de commande sont établis dans un ensemble de normes de compétence que le personnel de vérification de la Régie a examiné. Toutes les activités d'apprentissage et d'évaluation visent à appuyer l'acquisition et la vérification des connaissances, des compétences, des habiletés et des comportements énumérés dans ces normes de compétence.

Chaque nouvel employé se voit assigner un mentor qualifié – un membre expérimenté du personnel des OCC – qui supervise sa formation et confirme l'obtention des compétences requises. Le mentor d'un opérateur doit remplir les listes de vérification du rendement à chaque étape de la formation pour guider l'apprentissage formatif et prouver la capacité à suivre les exigences énoncées dans les normes de compétences.

Les opérateurs et les analystes en détection des fuites doivent aussi remplir des listes de vérification des compétences pour chaque norme de compétence pertinente, et se prêter, à la fin du programme de formation, à une évaluation visant à vérifier et à documenter la satisfaction de toutes les exigences de compétence et de qualification.

Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie plusieurs documents qu'elle utilise pour définir les compétences requises, élaborer et offrir les programmes de formation et certifier ou recertifier ses employés, par exemple :

- Dossier du système de gestion de l'apprentissage sur la confirmation de l'acquisition des compétences de la phase 5 de la formation de base
- Certification pour l'intervention en cas d'urgence pour nouveaux opérateurs de la salle de commande
- Recertification pour l'intervention en cas d'urgence pour opérateurs qualifiés de la salle de commande
- Dossier du système de gestion de l'apprentissage sur la confirmation de la qualification d'opérateur
- Exemple de document de la base *Procedure Accelerator* avec énoncé d'acceptation
- Dossier de qualification d'opérateur intitulé *Startup of a Liquid Pipeline* (Démarrage d'un pipeline de liquides)
- *Control Pipeline and Terminal*
- *Transport Hazardous Liquids*
- *Manage Risk*
- *Communicate with Operational Stakeholders*
- *Recognize and Respond to Abnormal Operations*
- *Recognize and Respond to Emergency Operations*
- Document général sur l'utilisation d'un pupitre intitulé *Operate Console Generic – Terminal* (aussi document propre au pupitre d'Edmonton intitulé *Performance Checklist Operate Edmonton Terminal Console*)
- *Competency Standard Leak Detection Analysis*
- *Competency Standard Leak Detection Event Management*



Les lignes directrices pour la formation sur les OCC et le plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*) décrivent les exigences tactiques pour gérer la formation et les compétences relatives à la salle de commande. Ces deux documents ont été créés et mis en œuvre il y a plus de trois mois. Le processus relatif aux capacités techniques pour les pipelines de liquides (publié en juillet 2019) remplace le plan du service de formation technique sur les pipelines de liquides (document *LP Technical Training Departmental Plan*), publié pour la première fois en février 2017. Le nouveau document vise l'harmonisation avec les exigences de l'IMSD, mais les exigences-cadres n'ont pas changé de façon appréciable.

En somme, Enbridge a pu démontrer qu'elle a établi et mis en application des critères de compétences et élaboré et offert des programmes de formation pour le personnel de la salle de contrôle, et qu'elle vérifie en continu les compétences après la fin des programmes de formation initiaux.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-17 – Rapport annuel sur le programme de formation

Exigence réglementaire

Article 56 du RPT – En plus de se conformer aux exigences sur la conservation des dossiers prévues dans les normes de la CSA visées à l'article 4, la compagnie doit conserver :

Alinéa 56b) du RPT – un rapport annuel sur le programme de formation visé à l'article 46 qui permet de comparer la formation reçue par les employés à celle prévue.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle produit un rapport annuel qui compare la formation reçue par les employés et les autres personnes qui travaillent pour son compte dans la salle de commande à celle prévue.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a notamment fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Control Room Management Plan*
- *CCO Training Guidelines*
- *2018 Fall Training Course Map*
- *2018 Winter Training Course Map*
- *Fall Training Completion*
- *Winter (Spring) Training Completion*

Évaluation

Enbridge crée et conserve des rapports sur la formation de chaque employé qui joue un rôle dans l'exploitation d'actifs pipeliniers. Ces programmes personnalisés servent à établir une correspondance directe entre les compétences acquises grâce aux activités d'apprentissage et les actifs particuliers que doit commander l'employé. Les rapports sur la formation s'intitulent *Phase 5 Wrap Up Checklist* (liste de vérification de la fin de la phase 5) et sont lus et signés par l'employé, son mentor, son superviseur et le formateur chargé de suivre la progression de l'employé dans le programme.

Enbridge crée et applique un programme de formation personnalisé pour chaque employé de la salle de commande qui joue un rôle dans l'exploitation d'actifs pipeliniers. La formation s'articule autour des activités permettant l'acquisition des compétences standard décrites dans les éléments **PV-15** et **PV-16**. À la fin de toutes les activités de formation et d'évaluation obligatoires, la liste de vérification susmentionnée est créée; elle prouve que la formation reçue par l'employé est bien celle qui était prévue. Comme le programme de formation devant satisfaire aux



exigences de l'article 46 du RPT est propre à chaque employé, le système de vérification de la formation d'Enbridge produit un rapport personnalisé.

Tous les employés qui commandent actuellement les actifs d'Enbridge participent aux activités régulières de recyclage et de requalification mentionnées dans les lignes directrices pour la formation sur les OCC (document *CCO Training Guidelines*). Après chaque séance de formation semestrielle, des rapports individuels sont produits pour confirmer la présence de toutes les personnes attendues. Des rapports sur la qualification des opérateurs sont produits quatre fois par année et examinés par la direction des OCC.

Enbridge assure aussi un contrôle secondaire en examinant, dans le cadre de son examen annuel de l'efficacité de la gestion de la salle de commande, les dossiers de formation de tous les employés qui jouent un rôle direct dans l'exploitation des actifs pipeliniers. Cet examen confirme que les exigences de formation ont été satisfaites conformément aux lignes directrices pour la formation sur les OCC. Les résultats du contrôle secondaire sont résumés, consignés dans un rapport sur la gestion de la salle de commande et présentés à l'équipe de gestion des OCC au cours du processus d'examen annuel de la gestion de la salle de commande.

La section 9.1.2, *Program Curricula* (plan du programme), du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*) décrit les objectifs d'apprentissage des opérateurs de pipelines et de terminaux. Elle indique qu'en plus du programme de formation générale, les opérateurs doivent suivre une formation particulière pour chaque pupitre afin de conserver une connaissance pratique de chaque installation. Elle précise que le programme de formation des opérateurs doit être révisé chaque année et en continu. La section 9.1.5, *Program Reviews* (examens du programme), explique que l'examen continu du programme de formation repose sur les résultats et les recommandations d'autres processus présentés dans le plan, comme l'enquête sur les incidents liés aux OCC.

La section 8 des lignes directrices pour la formation sur les OCC, qui porte sur la formation d'équipe annuelle, indique que tous les opérateurs de la salle de commande sont évalués au moins une fois par année civile dans le cadre d'un exercice de simulation qui leur demande de reconnaître et d'analyser une condition d'urgence, puis d'intervenir. De plus, Enbridge organise des exercices pendant lesquels tout le personnel de la salle de commande doit effectuer la transition entre les salles de commande principale et secondaire. La société dresse la liste des participants à ces exercices pour s'assurer que tout le personnel de la salle de commande en effectue au moins un par année.

Les sujets obligatoires de la formation d'équipe annuelle sont décrits à la section 8.1 des lignes directrices pour la formation sur les OCC. Tous les opérateurs de la salle de commande doivent participer à des séances de formation semestrielles portant notamment sur les facteurs humains, à des exercices sur table et à de la formation technique.

- Tous les dossiers de formation sont tenus à jour à l'aide du système de gestion de l'apprentissage d'Enbridge. Cet outil permet le suivi de la formation annuelle donnée et des dates auxquelles les employés y ont participé. Pendant l'examen de l'efficacité du plan, la société applique des mécanismes de contrôle pour s'assurer que les exigences de formation sont cohérentes avec le plan de gestion de la salle



de commande et les processus connexes. Enbridge a fourni des exemples de documents justificatifs montrant la formation prévue et la satisfaction des exigences de formation annuelle.

- Enbridge a aussi fourni des dossiers de planification de la formation semestrielle, soit les programmes intitulés *2018 Fall Training Course Map* (schéma des cours de formation de l'automne 2018) et *2018 Winter Training Course Map* (schéma des cours de formation de l'hiver 2018).

Enbridge a également remis au personnel de vérification de la Régie des dossiers attestant la réussite des formations, soit des documents intitulés *Fall Training Completion* (réussite de la formation d'automne) et *Winter (Spring) Training Completion* (réussite de la formation de l'hiver [du printemps]) produits par le système de gestion de l'apprentissage après qu'un employé ait terminé les séances de formation de l'automne et du printemps.

La situation en matière de formation est étudiée chaque trimestre et chaque année et communiquée à la haute direction, de même que toute lacune, dans le cadre du processus d'examen de gestion de la société.

En somme, le personnel de vérification de la Régie a pu vérifier que l'équipe de gestion du centre de commande d'Enbridge a établi et mis en œuvre des processus adéquats pour informer la haute direction d'Enbridge de l'état de son programme de formation afin que la société puisse établir le rapport annuel sur le programme de formation exigé par l'alinéa 56b) du RPT. Il n'a pas vérifié qu'Enbridge prépare réellement ce rapport portant sur toute l'entreprise pour indiquer au dirigeant responsable que le programme de formation générale satisfait aux exigences de l'article 46 du RPT.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole. Le centre de commande a pu démontrer qu'il fournit à la haute direction d'Enbridge des renseignements adéquats pour la production d'un rapport annuel sur le programme de formation. Cependant, comme la vérification ne visait que les pratiques de gestion du centre de commande et non celles de la société dans son ensemble, le personnel de vérification de la Régie n'a pas vérifié si la société utilise l'information sur la formation sur les OCC comme source pour la production du rapport susmentionné. La Régie pourrait demander des précisions sur cette question en dehors du processus de vérification.



PV-18 – Vérifications de la salle de commande

Exigence réglementaire

Paragraphe 55(1) du RPT – La compagnie vérifie, à intervalles d'au plus trois ans, les programmes suivants : b) le programme de gestion de l'intégrité prévu à l'article 40, y compris le système de commande du pipeline visé à l'article 37.

Paragraphe 55(2) du RPT – Les documents préparés à la suite des vérifications doivent signaler : a) les lacunes relevées; b) les mesures correctives prises ou prévues.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle vérifie les systèmes de commande de pipelines et de détection de fuites à intervalles d'au plus trois ans. Les rapports de vérification signalent les lacunes relevées et les mesures correctives prises ou prévues.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Integrated Management System Document*
- *2016 Internal NEB OPR audit Report – BEC-BR-03*
- *Operate and Maintain Management Program*
- *Control Room Management Plan Effectiveness Review Process*
- *Control Room Management Plan Effectiveness Review – Final Summary Report 2017*
- *Control Room Management Plan Effectiveness Review – Summary Report 2018*
- *Control Room Management Plan Effectiveness Action Items titled CRM Plan Effectiveness – Action Items JIRA snapshot*
- *2016 Internal NEB OPR audit Report – CAPA Tracking*
- *D2-101 – Control Pump Station – Revised per BEC-CAP-3.4*

Évaluation

Pour démontrer sa conformité à l'exigence réglementaire, Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie la copie d'un rapport de vérification intitulé *Briefing Report # : BER-BR-03, 2016 OPR 53/55 Statutory audit* (rapport d'information n° BER-BR-03, vérification obligatoire de 2016, articles 53/55 du RPT) et daté du 12 décembre 2016. Elle lui a également remis des feuilles de suivi indiquant les plans de mesures correctives qui en découlaient. Pour prouver qu'elle met ces plans en œuvre, Enbridge a fourni des documents faisant le point sur le mécanisme de contrôle D12-101 concernant une norme technique sur les stations de pompage.

Le personnel de vérification de la Régie a examiné le rapport de vérification susmentionné et constaté que les exigences réglementaires visées étaient sept articles de la norme CSA Z662-15 (4.14.1.6, 4.14.3.3, 10.3.2.6, 10.3.3.1, 10.3.3.2, 10.3.3.5 et 10.3.3.6). La satisfaction des exigences



du RPT n'avait été évaluée pour aucun des processus en place de la société, pas plus que le caractère adéquat des liens entre ces exigences et l'IMSD et les autres secteurs de programme, lorsque pertinent. En réponse au personnel de vérification de la Régie qui s'interrogeait sur la raison de cette omission, Enbridge l'a justifiée par le fait que l'Office avait mené en 2014-2015 une vérification du système de gestion de la société et de certains de ses secteurs de programme.

L'Office a effectivement vérifié en 2014-2015 le système de gestion et les programmes de gestion ou de protection suivants d'Enbridge LP :

- Programme de gestion de la sécurité
- Programme de gestion de l'intégrité
- Programme de gestion des situations d'urgence
- Programme de protection environnementale
- Programme de croisement par des tiers
- Programme de sensibilisation du public

Le personnel de vérification de la Régie a examiné le rapport de vérification de 2014-2015, daté du 31 mars 2015. L'Office a noté qu'Enbridge menait un grand nombre d'activités normalement associées à un programme d'assurance de la qualité, mais concluait quand même ce qui suit :

- Enbridge n'avait pas organisé d'activités d'assurance de la qualité dans le cadre d'un programme, comme l'exige le RPT.
- Enbridge n'avait pas pu démontrer qu'elle avait procédé aux vérifications conformément aux exigences du RPT.
- Le processus de vérification d'Enbridge ne satisfaisait pas aux attentes de l'Office.

En réponse à ce rapport de vérification, Enbridge avait produit et soumis à l'Office un plan de mesures correctives daté du 20 mai 2016. La société y a précisé ce qui suit :

« Enbridge élaborera et mettra en œuvre un programme d'assurance dans IMS-01 qui satisfait aux attentes de l'Office indiquées dans son rapport de vérification. Pour ce programme général, Enbridge a créé des processus d'inspection, de vérification interne et de mesures correctives et préventives dans son système de gestion de l'intégrité. Elle révisé et modifie actuellement ces processus pour les rendre conformes aux attentes du vérificateur de l'Office relativement à un programme d'assurance, et mettra en œuvre le programme et les processus connexes. »

Pour exécuter son plan, Enbridge s'était donné l'échéancier suivant :

- Documentation et approbation du programme d'assurance, pour le T3 de 2015
- Documentation et approbation du plan de mise en œuvre du programme, pour le T3 de 2015
- Exécution complète du plan de mise en œuvre, pour le T4 de 2015



Parmi l'information que le personnel de vérification de la Régie a reçue d'Enbridge, rien ne prouve que le programme d'assurance décrit dans le plan de mesures correctives du 20 mai 2016 ait été mis en œuvre. Par ailleurs, la section 5.9 de l'IMSD indique que la société est en train d'élaborer et de mettre en place un programme intégré de vérification de l'assurance. Pendant les entrevues, les représentants d'Enbridge ont dit au personnel de vérification de la Régie qu'au début de 2020, le programme rassemblerait plusieurs activités d'assurance existantes pour améliorer la qualité globale et former un programme d'assurance coordonné et intégré applicable à toute la société. Ils ont ajouté que selon ce programme, une vérification du système de commande de pipelines était prévue pour les premier et deuxième trimestres de 2020. Même si la vérification interne menée par Enbridge en 2016 avait été jugée adéquate, le personnel de vérification de la Régie peut conclure que la société ne satisfait pas à l'exigence de l'article 55 du RPT – qui demande de vérifier le système de commande de pipelines à intervalles d'au plus trois ans –, étant donné que la dernière vérification d'Enbridge est datée du 22 décembre 2016 et que la prochaine est prévue pour les deux premiers trimestres de 2020.

Même si elle n'a pas pu démontrer qu'elle exécute un programme de vérification du système de commande de pipelines conformément aux exigences du RPT, Enbridge a bien montré au personnel de vérification de la Régie qu'elle effectue certaines activités d'assurance pour ce système. Elle a conçu le processus d'examen de l'efficacité du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan Effectiveness Review Process*) pour favoriser la réalisation d'un examen méthodique et uniforme de tous les éléments du plan. Ce processus est « une évaluation annuelle des pratiques et des processus du plan de gestion de la salle de commande qui vise à assurer l'uniformité et la qualité des opérations ainsi que le respect des pratiques exemplaires, des normes et des règlements ». Il s'agit d'une pratique interne visant l'examen et l'évaluation des éléments du plan pour en vérifier la conformité aux règlements, aux normes et aux pratiques exemplaires de l'industrie. Les engagements et les mises à jour réglementaires sont examinés chaque année pour assurer le respect des règlements. Les protocoles d'examen de l'efficacité sont modifiés en conséquence. L'examen a lieu chaque année pour vérifier la conformité, la mise en œuvre efficace et l'exécution uniforme des processus de la salle de commande. Il vise l'évaluation de l'état actuel des éléments du plan de gestion de la salle de commande et permet d'obtenir des données sur le rendement et de recommander des améliorations. Chaque année, un rapport résume les conclusions de l'examen quant à l'efficacité du plan, des processus connexes et des activités auxiliaires.

Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie les résumés des examens réalisés en 2017 et 2018. Leurs résultats sont consignés dans un tableur de suivi interne qui répertorie les sections du plan de gestion de la salle de commande, l'essai d'efficacité opérationnelle, le résultat souhaité et d'autres renseignements connexes. Les résultats et les possibilités d'amélioration qui découlent des examens font l'objet d'une présentation annuelle destinée aux parties prenantes et à la direction, qui porte sur l'assurance de la qualité et l'examen de l'efficacité et de la commande des pipelines. Les mesures correctives sont assignées pendant la réunion ou suivies à l'aide d'un outil interne nommé JIRA. Les mesures de l'année courante et de l'année précédente sont passées en revue durant la réunion.

En somme, bien que le personnel de vérification de la Régie ait constaté qu'Enbridge effectue des examens de l'efficacité des processus du plan de gestion de la salle de commande et qu'elle vérifie les programmes de protection de son SGI des pipelines de liquides, il conclut qu'elle n'a pas



démontré qu'elle vérifie son système de commande de pipelines à intervalles d'au plus trois ans, conformément à l'exigence de l'article 55 du RPT.

Conclusion : non conforme

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés, le personnel de vérification de la Régie a relevé une non-conformité pour cet élément du protocole. Bien qu'Enbridge ait démontré qu'elle a vérifié son système de commande de pipelines, la vérification ne satisfait pas aux exigences du paragraphe 55(1) du RPT. En effet, les exigences réglementaires qu'elle visait sont sept articles de la norme CSA Z662-15 (4.14.1.6, 4.14.3.3, 10.3.2.6, 10.3.3.1, 10.3.3.2, 10.3.3.5 et 10.3.3.6), et la satisfaction des exigences du RPT n'a été évaluée pour aucun des processus de la société, pas plus que le caractère adéquat des liens entre ces exigences et l'IMSD ou les autres secteurs de programme, lorsque pertinent. Un pareil cas de non-conformité avait déjà été signalé à l'issue d'une précédente vérification d'Enbridge menée par l'Office en 2014-2015. De plus, Enbridge a été incapable de démontrer que les vérifications de son système de commande de pipelines effectuées en application du paragraphe 55(1) du RPT se déroulaient à intervalles d'au plus trois ans. La société doit produire un plan de mesures correctives et préventives pour analyser, corriger et gérer ces deux lacunes.



PV-19 – Système de détection de fuites – Vérifications des incidents spéciaux

Exigence réglementaire

Article E.8.4 de la norme CSA Z662-15 – Les audits doivent également inclure et évaluer, s'il y a lieu, les détails relatifs aux catégories d'incidents suivantes, les mesures d'intervention appliquées et les résultats obtenus :

- a) des fuites qui n'ont pas été détectées par le système de détection ou qui n'ont pas fait l'objet d'une intervention par le personnel affecté à l'interprétation des données du système de détection de fuites et à l'intervention;
- b) des temps d'arrêt du système de détection de fuites excédant 1 heure dus à des défaillances de l'appareillage ou à des pannes;
- c) des alarmes déclenchées par des tâches d'entretien;
- d) des alarmes dont la cause est indéterminée;
- e) des alarmes invalides fréquentes attribuables à la même cause.

N.B. – Bien que l'annexe E de la norme CSA Z662-15 ne soit pas obligatoire, l'article 4.20.2 stipule que *[q]uelle que soit la méthode de détection de fuites utilisée, les exploitants devraient se conformer **le plus possible** à l'annexe E en ce qui a trait à la tenue des dossiers, à l'entretien, aux audits, à la mise à l'essai et à la formation.*

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle effectue des vérifications du système de détection de fuites dans les cas suivants :

- le système n'a pas détecté la fuite;
- le personnel affecté à l'interprétation des données du système et à l'intervention n'a pris aucune mesure quant à l'alarme de fuites;
- le système n'a pas fonctionné en raison de défaillances de l'appareillage ou du système durant plus d'une heure;
- l'alarme a été déclenchée par des tâches d'entretien;
- l'alarme a une cause indéterminée;
- des alarmes ayant une même cause surviennent fréquemment.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Pipeline Control Systems and Leak Detection (PCSLD) Internal Incident Review Process*
- *Leak Detection Alarm Manager (LDAM) – Remote Notification*
- *Lead Detection (LD) SPS Coverage Alarm*
- Accord sur les niveaux de services en vigueur couvrant la résolution des problèmes de l'appareillage de détection de fuites
- Rapport sur l'événement 24064 L4-ME-4-M-1 FrozenFM (exemple d'événement signalé dû à une erreur instrumentale)



- Description de l'équipe d'intervention en cas d'alarme et du processus qu'elle suit
- *Leak Detection System General Manual*
- *2018 Q4 LD Performance – Snapshot by Line* (exemple de résumé de rapport de performance montrant les résultats des essais réalisés selon la norme API 1130 sur chaque pipeline de liquides au T4 de 2018)
- Procédure d'essai de retrait de fluide pour tester le personnel du centre de commande et le système de détection de fuites
- *LDS - 2019 M09 Model Routine Maintenance Tracking*
- *LDAS Monthly Report 2019-06*, qui présente les données sur la performance du système de détection de fuites

Évaluation

Dans ses documents, Enbridge indique qu'elle a choisi de satisfaire aux exigences de l'annexe E de la norme CSA Z662. Dans la préface de son manuel général du système de détection de fuites (document *Leak Detection System General Manual*), elle annonce : « Le présent manuel est le premier d'une série qui décrit les systèmes de détection de fuites d'Enbridge. Il explique en détail les éléments des systèmes qui sont communs sur tout le réseau. Les renseignements particuliers se trouvent dans les manuels propres à une canalisation. Ces manuels complémentaires forment le reste de la série et donnent des renseignements sur le tracé, l'exploitation et la modélisation de chaque pipeline. Ensemble, ces manuels sont conçus pour satisfaire aux exigences de l'annexe E de la norme CSA Z662 (*pratique recommandée pour la détection des fuites dans les réseaux de canalisations d'hydrocarbures liquides*) et de la pratique recommandée 1130 de l'American Petroleum Institute (*Computational Pipeline Monitoring for Liquids*). »

Enbridge a un processus d'examen interne des incidents liés aux systèmes de commande de pipelines et de détection de fuites (document *Pipeline Control Systems and Leak Detection (PCSLD) Internal Incident Review Process*) qui vise les examens et les enquêtes sur ces incidents. L'objectif de ce processus est « de comprendre et de documenter les incidents ou les quasi-incidents ainsi que le processus de détermination des mesures initiales, des mesures correctives et des autres possibilités d'amélioration qui découlent de l'examen. L'information obtenue par ce processus sert aussi à la production de rapports et à la communication en général. »

La section 4.1 du processus contient un schéma montrant les rôles et les responsabilités de divers employés en cas d'incident relativement à la signalisation, à l'examen, à la résolution, à la surveillance, à la communication et à la clôture du cas. La section 4.2 décrit en détail chaque étape du processus.

Enbridge se sert de son gestionnaire d'alarmes de détection de fuites, qui a une fonction de signalement à distance, pour s'assurer qu'aucune alarme de fuites ne passe inaperçue. Comme l'indique la section *Évaluation* de l'élément **PV-13, Analyse des alarmes de fuites** (plus haut), toutes les alarmes de fuites sont analysées. Lorsqu'une fuite correspondant aux seuils de performance du système de détection n'est pas repérée, la société examine l'incident en suivant le processus d'examen interne présenté ci-dessus.



Chaque alarme de fuites est évaluée individuellement par l'équipe d'intervention en cas d'alarme. Si sa cause n'est pas déterminée en moins de 10 minutes, le pipeline est mis hors service et la recherche de la cause fondamentale continue jusqu'à ce qu'elle soit trouvée. Le pipeline demeure arrêté jusqu'à la fin de l'évaluation. Par ailleurs, si le système de détection de fuites reste hors fonction pendant plus de 10 minutes, le pipeline qu'il surveille est mis hors service jusqu'à ce que le système redémarre.

Les alarmes se rapportant à l'état du système – couverture et pannes du système, problèmes de données, dégradation – servent à surveiller et à traiter les problèmes du système et leurs causes fondamentales. Toutes les défaillances sont enregistrées, suivies et examinées pour veiller à leur résolution. Les données sur le rendement sont notées et évaluées chaque mois. La société veille ainsi à la fiabilité opérationnelle du système et à ce que toutes les interruptions, y compris celles qui durent plus d'une heure, soient évaluées et réglées. La société a mis en place des marches à suivre propres aux alarmes, qui sont suivies.

Enbridge a conclu un accord sur les niveaux de service pour régler les problèmes de l'appareillage de la détection de fuites qui nuisent (ou pourraient nuire) au fonctionnement ou au rendement du système de détection de fuites. Cet accord intervient chaque fois que la cause fondamentale d'un incident est attribuée à un problème d'appareillage. Les niveaux de service sont évalués chaque mois pour assurer l'atteinte des objectifs, et tout écart est examiné et corrigé. Enbridge a fourni un aperçu de l'accord contenant la description du service et des niveaux. Elle a aussi remis une copie d'un rapport sur un événement survenu à la canalisation 4 (24064 L4-ME-4-M-1 FrozenFM), à titre d'exemple d'événement signalé dû à une erreur instrumentale.

La section 9 du manuel général du système de détection de fuites aborde l'évaluation du rendement du système. Les essais visant à valider et à vérifier le rendement selon les pratiques industrielles décrites dans la norme API 1130 et selon l'annexe E de la norme CSA Z662-15 sont effectués au déploiement initial, chaque semestre et lorsque des changements sont apportés. Ils servent à confirmer que le système fonctionne comme prévu. Si des défaillances sont décelées, elles sont rapidement réglées. Les possibilités d'amélioration sont examinées, classées selon leur priorité et apportées selon le plan d'amélioration du modèle ou le programme d'immobilisations à long terme. Enbridge a fourni au personnel de vérification un résumé du rendement du système de détection de fuites montrant les résultats détaillés des essais réalisés selon la norme API 1130 sur chaque pipeline au T4 de 2018.

Dans le cadre de sa stratégie de détection des fuites, Enbridge procède régulièrement à des essais de retrait de fluide, qui peuvent être annoncés à l'avance au personnel des OCC ou lancés sans préavis pour démontrer l'efficacité des systèmes et des processus suivis par le personnel au déclenchement d'une alarme. Les essais sans préavis donnent l'occasion à la société d'évaluer les méthodes d'exploitation ou d'intervention en cas de détection de fuites, l'intervention du personnel et son respect des marches à suivre, et le rendement du système de détection de fuites. Seules quelques personnes de la salle de commande sont au courant, et les capteurs qui pourraient vendre la mèche sont désactivés. Ainsi, au moment de l'essai, l'opérateur de la salle de commande, l'analyste en détection des fuites et le conseiller technique principal qui sont en poste croient réellement qu'une fuite s'est produite et agissent en conséquence.



Enbridge fait chaque semaine des vérifications d'entretien sur tous les pipelines qu'elle exploite pour évaluer en détail l'état général du système de détection de fuites (conformément au modèle de détection de fuites). Elle examine toutes les alarmes, y compris celles qui sont récurrentes ou déclenchées par des tâches d'entretien, pour déterminer si des mesures correctives sont nécessaires. Tout problème relevé pendant ces vérifications est étudié et résolu. Pour prouver qu'elle effectue cette activité, la société a fourni au personnel de vérification la fiche de suivi de l'entretien courant pour le modèle M09 en 2019 (document *2019 M09 Model Routine Maintenance Tracking Sheet*).

L'équipe de détection des fuites d'Enbridge produit des rapports mensuels qui présentent des données sur la détection, comme le rendement selon la fiche d'évaluation, la satisfaction de l'accord sur les niveaux de service, et des faits saillants concernant l'exploitation des pipelines de liquides (p. ex., disponibilité et fiabilité du réseau). Ces rapports donnent un aperçu des opérations du système de détection de fuites pendant le mois et contiennent entre autres le nombre d'alarmes liées à l'entretien et une description des problèmes qui déclenchent des alarmes à répétition. À titre de preuve, la société a remis au personnel de vérification le rapport du mois de juin 2019 (document *LDAS Monthly Report 2019-06*).

Enbridge a affirmé que, dans les six derniers mois, aucun incident n'a nécessité la réalisation d'un examen aux termes de l'article E.8.4a) de la norme CSA Z662-15 (c'est-à-dire qu'il n'y a eu aucune fuite qui n'a pas été détectée par le système de détection ou qui n'a pas fait l'objet d'une intervention par le personnel affecté à l'interprétation des données du système de détection de fuites et à l'intervention).

Selon les renseignements fournis par Enbridge, le personnel de vérification de la Régie constate à sa satisfaction que la société a mis en place plusieurs processus pour intervenir aux types d'incidents énumérés à l'article E.8.4 de la norme CSA Z662. Ces processus comprennent des évaluations pour trouver les causes profondes, la formulation de recommandations et la prise de mesures correctives.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-20 – Examen de gestion annuel

Exigence réglementaire

Paragraphe 6.5(1) du RPT – La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

Alinéa 6.5(1)x) du RPT – d'établir et de mettre en œuvre un processus permettant de procéder à des examens de gestion annuels du système de gestion et de chacun des programmes visés à l'article 55 et de veiller à l'amélioration continue en ce qui a trait au respect des obligations prévues à l'article 6.

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle s'est dotée d'un processus pour procéder à un examen de gestion annuel des activités de sa salle de commande lui permettant de veiller à l'amélioration continue en ce qui a trait au respect des obligations prévues à l'article 6. Elle doit démontrer ce qui suit :

- La société a établi et mis en œuvre un processus conforme.
- Les méthodes d'examen de gestion sont définies.
- La société a défini des méthodes pour examiner le système de gestion et chacun des programmes visés à l'article 55.
- Elle a conservé des dossiers pour démontrer son amélioration continue en ce qui a trait au respect des obligations prévues à l'article 6 du RPT.
- Elle a déterminé, conçu et mis en œuvre des mesures correctives visant son amélioration continue.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Management Review (MR) Process*
- *Annual Management Review Summary Template*
- *Annual Management Review Summary Guide*
- *Integrated Management System Document*
- *Operate and Maintain Management Program Document*
- *Communication – Kick off Annual Management Review*
- *Management Review Template Overview Presentation*

Évaluation

Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie le document IMSD, qui explique le processus d'examen de gestion. Elle lui a également remis le modèle et le guide de cet examen, qui servent à produire un résumé sur chaque secteur de programme, notamment le programme de



gestion de l'exploitation et de l'entretien qui couvre le centre de commande. L'intégration du processus d'examen de gestion à chacun des programmes visés à l'article 55 du RPT et du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien est manifeste aux endroits suivants de l'IMSD :

- Section 2.0 : présentation des programmes de gestion et d'affaires ainsi que des divers processus qui composent le système de gestion, dont l'examen de gestion.
- Section 3.4 : description du processus d'examen de gestion et de sa pertinence quant à l'amélioration continue.
- Section 3.4 : description du rôle du comité directeur du système de gestion intégrée dans le processus d'examen de gestion.
- Section 5.13 : description des rôles des responsables de programmes et de processus de gestion dans le processus d'examen de gestion.

Le processus d'examen de gestion donne des lignes directrices précises pour les divers secteurs de programme en ce qui concerne les exigences d'examen de gestion annuel. La société a fourni le modèle et le guide de l'examen de gestion qu'utilise chaque secteur de programmes des pipelines de liquides pour préparer son examen annuel et en produire le rapport. Elle a aussi présenté le processus d'examen de gestion suivi par son secteur des pipelines de liquides, et expliqué les rôles et les responsabilités du comité directeur qui doit examiner les rapports de chaque service et secteur de programme. Enfin, elle a expliqué comment le processus passe du comité directeur au dirigeant responsable et entraîne finalement la création du rapport annuel destiné à l'Office, conformément aux paragraphes 6.6(1) et (2) du RPT.

L'exigence de réalisation d'un examen de gestion annuel est aussi présentée à la section 5 du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien (document *Operate and Maintain Management Program*), qui indique : « Les responsables du programme de gestion de l'exploitation et de l'entretien effectuent un examen de gestion annuel qui s'inscrit dans la production du rapport annuel sur le système de gestion intégrée des pipelines de liquides, lequel est examiné par le comité directeur du système de gestion intégrée et signé par le premier vice-président des pipelines de liquides (le dirigeant responsable). »

La section 12 du programme, intitulée *Management Review* (Examen de gestion), indique comment les responsables de programmes contribuent au processus d'examen de gestion.

Chaque année, le service de la gestion intégrée lance le processus par une communication aux responsables de processus et de programmes de gestion du SGI et aux coordonnateurs de l'examen de gestion. Enbridge a remis au personnel de vérification de la Régie une copie du processus de communication, notamment :

- une copie du processus d'examen de gestion;
- des modèles de résumé de l'examen de gestion annuel;
- le guide (instructions) sur le résumé de l'examen de gestion annuel (document *Annual Management Review Summary Guide*).



Les coordonnateurs de l'examen de gestion participent chaque année à une réunion pour discuter du processus et répondre aux questions et aux commentaires sur ses exigences en ce qui concerne :

- la comparaison et les bilans;
- les initiatives supplémentaires d'amélioration continue, les renseignements pertinents sur l'amélioration continue actuelle et prévue sont intégrés au rapport annuel.

Le processus d'examen de gestion pour les pipelines de liquides décrit comment Enbridge LP doit procéder à l'examen de gestion annuel dans le cadre des programmes de gestion du SGI (ce qui comprend les programmes visés à l'article 55). Le processus est chapeauté par le service de gestion intégrée des pipelines de liquides.

Lorsque tous les services et secteurs de programme ont préparé et soumis leur examen de gestion annuel, un comité directeur étudie le tout.

La section 3.4 de l'IMSD indique que le comité directeur du système de gestion intégrée est responsable de l'examen global du rendement du SGI. Le comité étudie les résumés de l'examen de gestion annuel préparés par les responsables de processus et de programmes de gestion. Ces résumés servent à la production du rapport annuel sur le SGI, grâce auquel le dirigeant responsable est informé du succès de la société quant à l'atteinte de ses buts et objectifs. Le rapport annuel du dirigeant responsable est ensuite produit et transmis à la Régie. Ce rapport est révisé par le comité exécutif, accepté par le responsable du SGI et approuvé par le dirigeant responsable, qui s'en sert pour présenter à la Régie une déclaration signée affirmant qu'Enbridge LP a effectué l'examen et établi son rapport, et qu'elle améliore continuellement la sécurité et la sûreté de ses actifs, et la protection du grand public, de ses biens et de l'environnement grâce à son SGI.

En somme, Enbridge a démontré au personnel de vérification de la Régie qu'elle a établi et mis en œuvre un processus permettant de procéder à des examens de gestion annuels des activités de sa salle de commande et de veiller à l'amélioration continue.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.



PV-21 – Systèmes de commande de pipelines et de détection de fuites

Exigence réglementaire

Article 37 du RPT – La compagnie doit établir et mettre sur pied un système de commande du pipeline qui : a) **comprend les installations et procédures servant à commander et à contrôler l'exploitation du pipeline.**

Résultat attendu – La société peut démontrer qu'elle a établi et mis sur pied un système de commande de pipelines qui comprend un système de détection de fuites qui, dans le cas des oléoducs, respecte les exigences de la norme CSA Z662-15.

Résumé des renseignements fournis par Enbridge

Pour démontrer sa conformité à l'exigence, Enbridge a notamment fourni les documents suivants au personnel de vérification de la Régie :

- *Pipeline Control System Design, Maintenance and Operations*
- *P003 – Determining Operating Limits Procedure*
- *P004 – Implementing Operating Limits Procedure*
- *CCO Alarm Management Plan*
- *CCO Normal Operating Procedure – Revising Pressure Operating Limit – Pipeline*
- *CCO Pipeline Operating Limit Verification Procedure*
- *P030 – Pipeline Operating Limit Verification Procedure*
- *SCADA Point to Point Verification Procedure*
- *Monthly SCADA Alarm Review Procedure*
- *May 2019 Edmonton SCADA Alarm Report*
- *Control Room Management Plan*
- *SCADA Commissioning Checklist*
- *SCADA Monthly Alarm Reports*
- *SCADA Transfer Procedures*
- *Pipeline Operational Limits Verification for 2018*

Évaluation

Enbridge a fourni les normes et les marches à suivre reliées à la conception, à l'utilisation et à la maintenance du SCADA, notamment à des aspects comme la gestion des alarmes, les systèmes de secours et la mise en service. Elle a fait visiter ses centres de commande principal et secondaire au personnel de vérification, qui a pu observer l'utilisation du SCADA. Le personnel de vérification de la Régie a aussi été témoin des interactions entre l'opérateur et le SCADA lors d'un changement de quart au centre de commande.



Enbridge lui a aussi fourni sa procédure de détermination des limites d'exploitation (document *Determining Operating Limits Procedure*), qui indique comment le centre de commande détermine et applique les seuils et les limites de contrôle des alarmes. Les limites et les interruptions sont imposées par l'équipe technique du centre de commande. Selon la procédure, les limites d'exploitation ont pour but :

- d'assurer la sûreté de l'exploitation en régime permanent à la pression d'exploitation maximale permise pour le pipeline;
- de fournir une protection automatisée au pipeline et aux installations;
- exceptionnellement et sous réserve d'une gestion du changement convenable, de contrôler les conditions hydrauliques transitoires.

La procédure d'application des limites d'exploitation (document *Implementing Operating Limits Procedure*) indique comment le conseiller technique principal apporte les changements aux limites de pression dans une interface Web. À titre d'exemple d'un tel changement pour la canalisation 21, Enbridge a remis au personnel de vérification de la Régie un dossier détaillé intitulé *MOC : 2018-1449*, daté du 7 décembre 2018.

La section 5.3 du plan de gestion des alarmes (document *Alarm Management Plan*) exige de vérifier les limites liées à la sécurité à intervalles d'un an ou d'au plus 15 mois. À titre d'exemple de vérification annuelle, Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie un document sur la vérification des limites d'exploitation de 2018 (*Pipeline Operational Limits Verification for 2018*).

La procédure de vérification des limites d'exploitation de pipelines (document *Pipeline Operating Limit Verification Procedure*) indique comment vérifier les limites de contrôle de la pression. La section sur le contexte indique : « Le SCADA effectue des vérifications en continu pour assurer que les limites téléchargeables sont les mêmes que celles figurant dans la base de données sur les limites d'exploitation, le SCADA et l'automate programmable industriel. »

Le plan de gestion des alarmes explique comment la société définit les critères d'efficacité des alarmes et les évalue chaque mois. Il décrit aussi ce qui suit :

- les rôles et les responsabilités du personnel du centre de commande (section 4);
- les cibles de rendement des alarmes (section 5.7.1);
- les tâches d'examen des alarmes (section 5.7.2).

La procédure d'examen mensuel des alarmes du SCADA (document *Monthly SCADA Alarm Review Procedure*) indique comment évaluer le rendement du système d'alarme du SCADA et trouver des possibilités d'amélioration. Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie les rapports sur les alarmes du SCADA pour Edmonton de mai et de juin 2019 afin de prouver qu'elle suit cette procédure. Ces rapports mensuels et le compte rendu de la réunion du 31 juillet 2019 du comité directeur du programme des alarmes (également fourni par Enbridge) constituent des exemples de surveillance du rendement et d'amélioration continue.



Enbridge a remis au personnel de vérification de la Régie une liste exhaustive des marches à suivre liées au fonctionnement inhabituel du SCADA et au transfert entre les centres de commande principal et secondaire. La section 4.4.1 du plan de gestion de la salle de commande (document *Control Room Management Plan*), intitulée *Backup SCADA Systems* (systèmes de secours du SCADA), décrit comment l'équipe du SCADA surveille et maintient les systèmes de secours et prend des mesures en conséquence, en tout temps. La description de la redondance des systèmes indique ce qui suit :

- Le centre de commande secondaire (ou SCADA de secours) possède les mêmes fonctions que le centre de commande principal (ou SCADA principal) pour assurer la continuité des activités en cas de situation d'urgence dans le centre de commande principal.
- Chaque serveur du SCADA du centre de commande principal est doublé par un serveur du centre de commande secondaire qui permet de commander les mêmes installations.
- De plus, chaque serveur des centres de commande principal et secondaire est doublé par un système de secours. La redondance des serveurs du SCADA est assurée dans chaque centre de commande et entre les centres.

La procédure de transfert des OCC et la procédure d'évacuation d'urgence décrivent les étapes à suivre pour transférer la commande entre les systèmes principal et de secours ainsi que les responsabilités connexes. Le transfert entre les environnements du SCADA est aussi décrit dans le document sur la demande d'installation ou de maintenance du système. Les systèmes de secours du SCADA sont testés au moins une fois par année. Ils servent aussi pendant la maintenance des systèmes principaux, ce qui permet également d'évaluer leur fonctionnement.

Les exigences relatives aux pupitres du centre de commande secondaire sont les mêmes que celles des pupitres du centre de commande principal. Le personnel de vérification de la Régie l'a constaté lorsqu'il a visité les deux installations de la société. Chaque trimestre, cette dernière organise et exécute un essai prévu du transfert de la commande entre les deux centres. Les opérateurs effectuent aussi des vérifications pour s'assurer que les systèmes fonctionnent convenablement. Pour démontrer la tenue de ces vérifications, Enbridge a fourni au personnel de vérification de la Régie les documents suivants :

- *Backup Control Centre Checklist,*
- *Backup Server and Console Checklist,*
- *SCADA Mode Switch Checklist.*

Enbridge a aussi fourni au personnel de vérification de la Régie la procédure de vérification point à point du SCADA (document *SCADA Point to Point Verification Procedure*), qui indique comment vérifier l'affichage du SCADA à l'aide de l'équipement sur le terrain connexe. Cette procédure s'applique dans les situations suivantes :

- Installation d'une nouvelle solution de SCADA;



- Ajout d'un nouvel équipement sur le terrain;
- Modification de l'affichage du SCADA;
- Modification de la base de données du SCADA, avec ou sans modification de l'automate programmable industriel.

Enbridge utilise diverses méthodes de vérification point à point, qu'elle choisit selon leur caractère pratique et en tenant compte de la sécurité. Pour montrer qu'elle suit cette procédure, elle a fourni au personnel de vérification de la Régie les dossiers de liste de vérification pour la mise en service du SCADA suivants :

- Projet n° PEI-26174, daté du 18 mars 2019;
- Projet n° 20004466, daté du 16 novembre 2017;
- Projet n° 1241195A80, daté du 3 mars 2014.

Enbridge applique la pratique recommandée 1165 de l'API lorsqu'elle doit ajouter, étendre ou remplacer des éléments dans l'affichage du SCADA comme le décrit la procédure de révision de l'affichage de la section 2.0, *Scope* (portée), du document. Elle a aussi fourni des guides sur le style et la philosophie du SCADA qui présentent les pratiques normalisées, les exigences opérationnelles et les affichages.

Enbridge a informé le personnel de vérification de la Régie qu'elle se prépare à passer à un nouveau SCADA. Les activités de conversion comprennent entre autres l'utilisation d'un processus de « bureaux appariés » : le nouveau système est installé sur deux pupitres appariés. Pendant deux mois, l'opérateur suit une formation et utilise le nouveau système en même temps que l'ancien. Au bout de cette période, il passe uniquement au nouveau système. La société estime qu'il lui faudra plusieurs années pour convertir tous ses pupitres.

En somme, en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie a jugé qu'Enbridge a démontré qu'elle a établi et mis sur pied et qu'elle utilise et maintient un système de commande de pipelines qui consiste en un SCADA. Cependant, vu la portée et le protocole de vérification, il n'a pas évalué la satisfaction de toutes les exigences de la norme CSA Z662 visant les systèmes de commande de pipelines et de détection de fuites.

Conclusion : rien à signaler

Selon les renseignements fournis par Enbridge, qu'il a examinés en s'en tenant à la portée de la vérification, le personnel de vérification de la Régie n'a relevé aucune non-conformité pour cet élément du protocole.

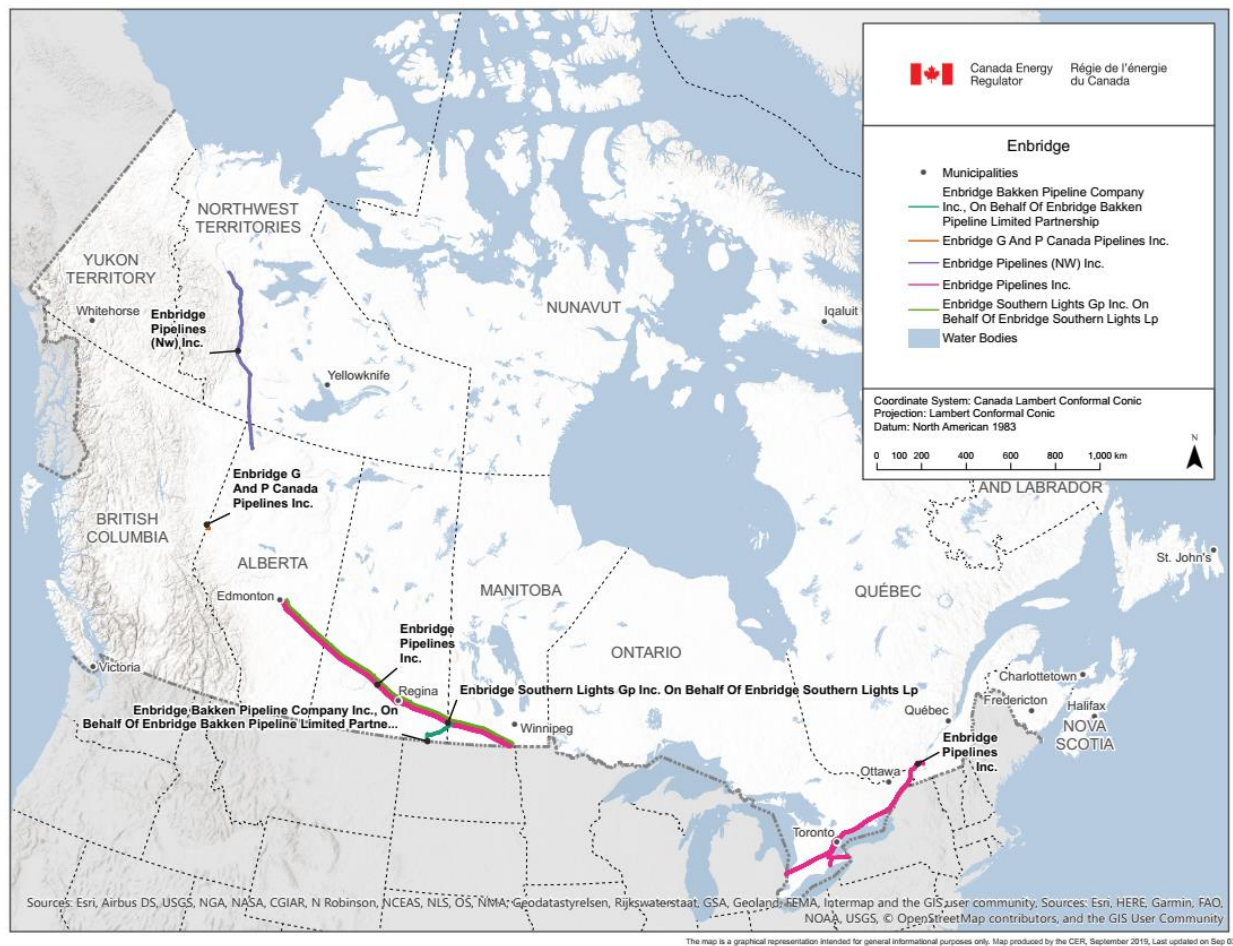
Annexe 2.0 – Cartes et description du réseau

La vérification portait sur Pipelines Enbridge Inc. et les filiales énumérées ci-dessous et indiquées sur la figure 1 :

- Pipelines Enbridge Inc.
- Enbridge Bakken Pipeline Company Inc., au nom d'Enbridge Bakken Pipeline Limited Partnership
- Enbridge Southern Lights GP Inc., au nom d'Enbridge Southern Lights LP
- Pipelines Enbridge (NW) Inc.

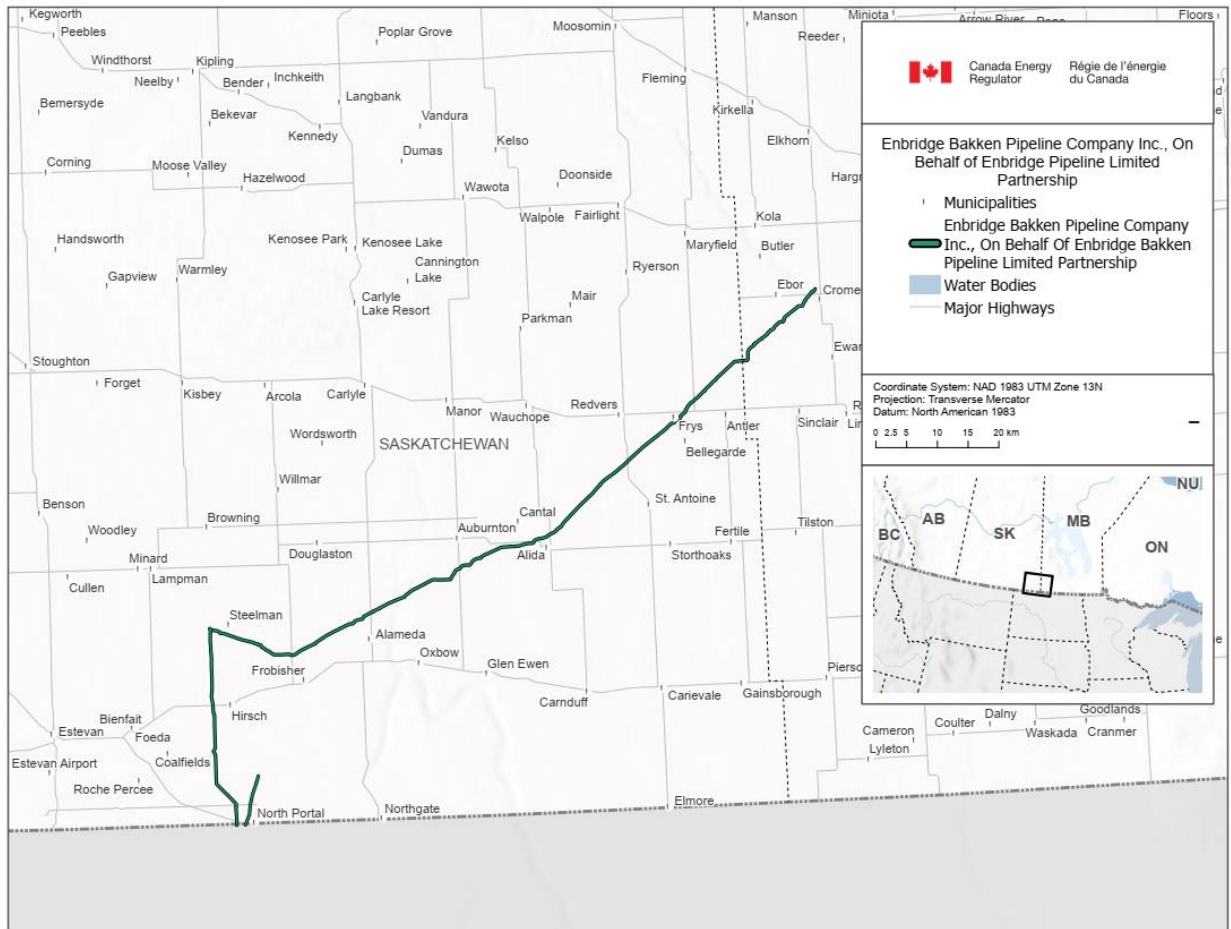
Les filiales détiennent des certificats visant les pipelines de liquides d'Enbridge réglementés par la Régie.

Figure 1 – Enbridge



Le réseau de pipelines de liquides d'Enbridge réglementé par la Régie illustré à la figure 1 regroupe des oléoducs d'une longueur totale de 7 747,04 km qui s'étendent d'Edmonton, en Alberta, jusqu'à Montréal, au Québec, et qui se raccordent à d'autres canalisations aux États-Unis à partir du Manitoba (Dakota du Nord) et de Sarnia, en Ontario (Michigan).

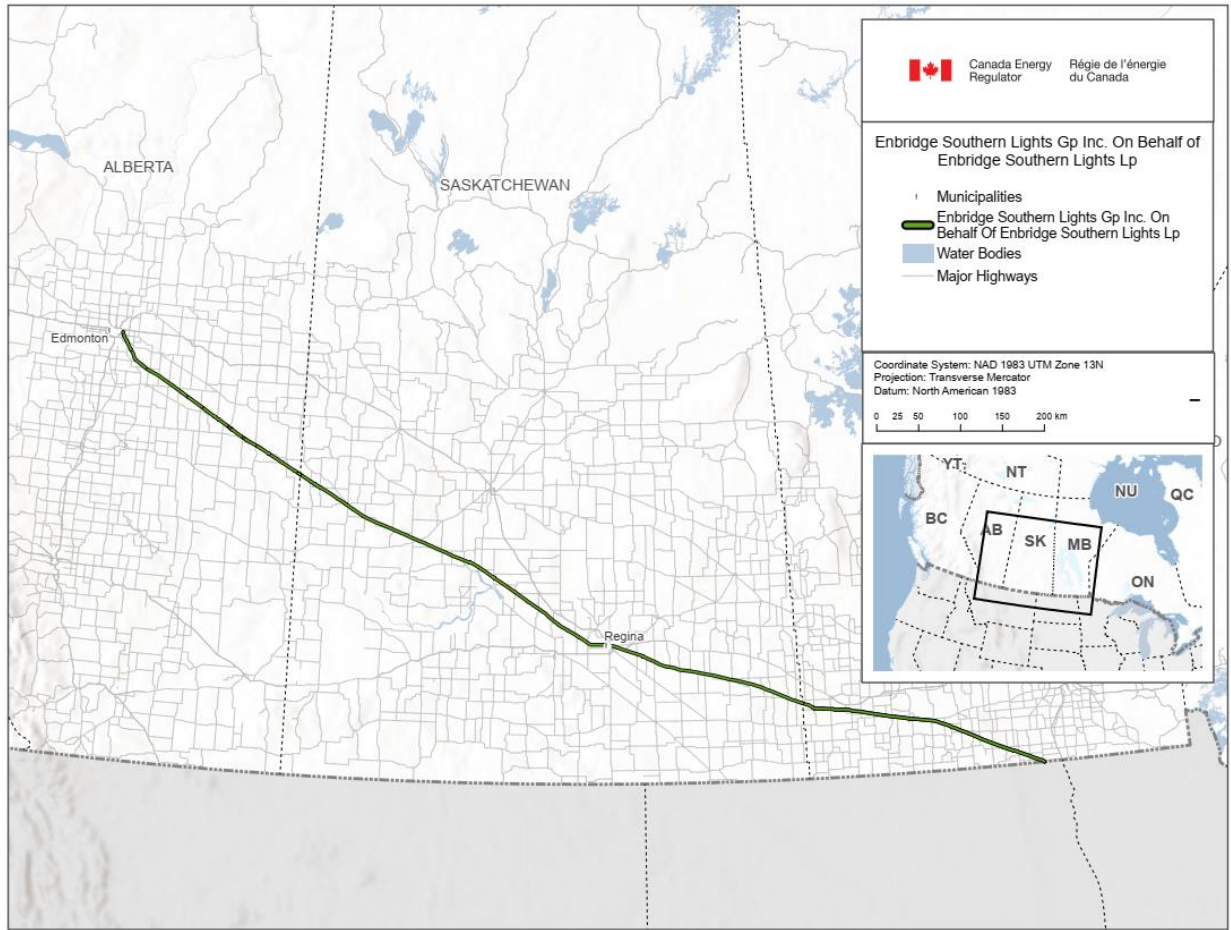
Figure 2 – Enbridge Bakken Pipeline Company Inc.



The map is a graphical representation intended for general informational purposes only. Map produced by the CER, September 2015. Last updated on Sep 03

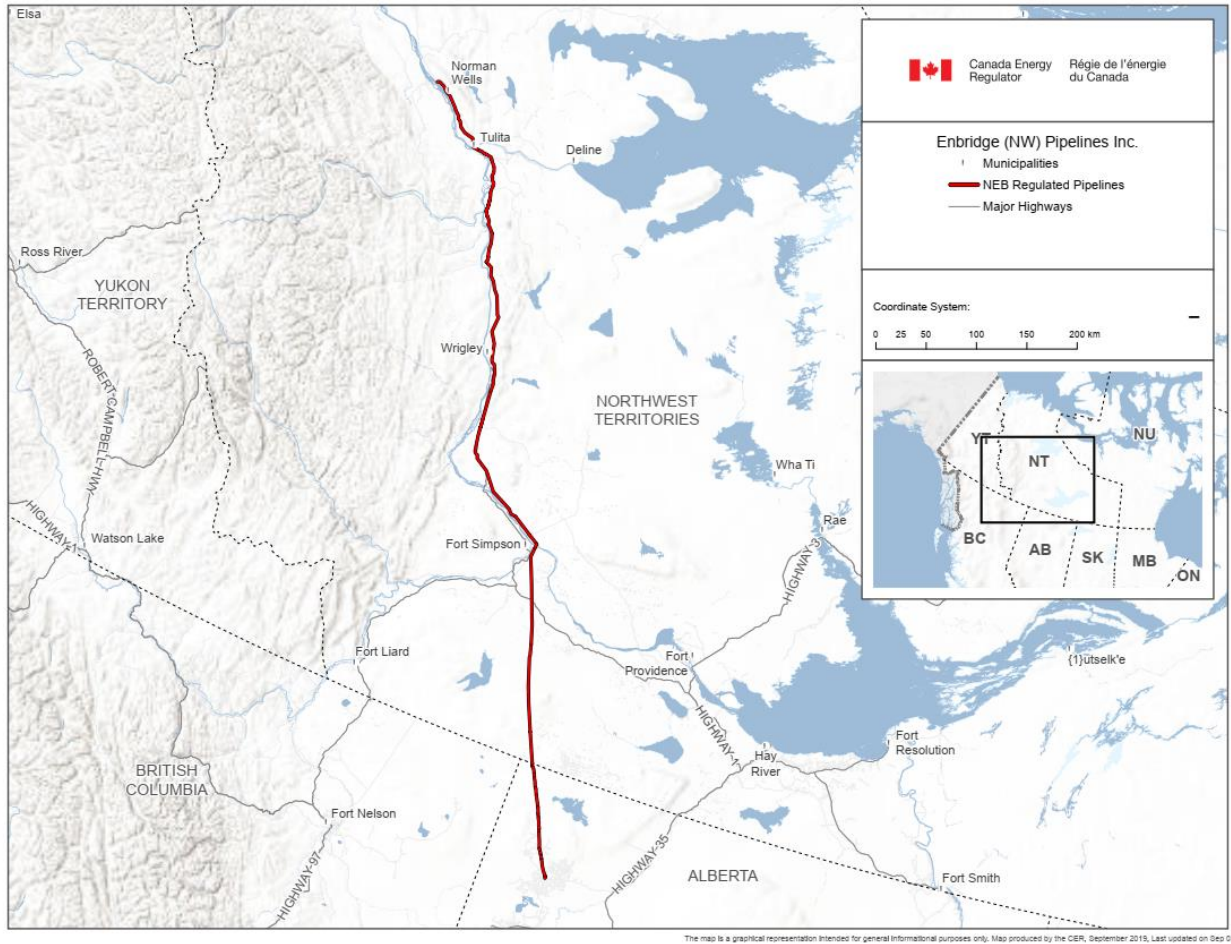
Le pipeline Enbridge Bakken illustré à la figure 2 court sur 157,28 km et transporte du pétrole du Dakota du Nord jusqu'à Cromer, au Manitoba.

Figure 3 – Enbridge Southern Lights GP Inc.



Le pipeline Enbridge Southern Lights illustré à la figure 3 court sur 1 529,75 km et transporte du pétrole de Manhattan, en Illinois, jusqu'à Edmonton, en Alberta. Il traverse la frontière entre le Manitoba et le Dakota du Nord.

Figure 4 – Enbridge Pipelines (NW) Inc.



Le pipeline Enbridge (NW) illustré à la figure 4 court sur 854,65 km et transporte du pétrole de Norman Wells, aux Territoires du Nord-Ouest, jusque dans le nord de l'Alberta.

Annexe 3.1 – Abréviations

Les abréviations suivantes sont utilisées dans le présent rapport :

API : American Petroleum Institute

CSA : Canadian Standards Association (Association canadienne de normalisation)

IMSD : document *Integrated Management System Document*

LRCE : *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*

OCC : Opérations du centre de commande

Office : Office national de l'énergie, remplacé par la Régie le 28 août 2019

PMCP : Plan de mesures correctives et préventives

PV : Protocole de vérification

Régie : Régie de l'énergie du Canada

RPT : *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*

SCADA : Système d'acquisition et de contrôle des données

SIG : Système de gestion intégrée

Annexe 3.2 – Glossaire

(L'Office s'est fondé sur les définitions et explications suivantes pour évaluer les diverses exigences incluses dans sa vérification. Elles respectent ou intègrent les définitions législatives ou les lignes directrices et les pratiques établies par l'Office, le cas échéant. La Régie continuera de s'en servir.)

Adéquat – Qualifie un système de gestion, un programme ou un processus conforme à la portée, aux exigences documentaires et, le cas échéant, aux buts et aux résultats énoncés dans la LRCE ses règlements d'application et les normes qui y sont incorporées par renvoi. Aux fins des exigences réglementaires de l'Office, le caractère adéquat est démontré par des documents.

Conclusion – Évaluation ou détermination de la conformité des programmes ou des éléments aux exigences de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et de ses règlements d'application.

Conforme – Terme utilisé par la Régie pour qualifier un élément du protocole pour lequel, selon les renseignements fournis et examinés, aucune non-conformité n'a été relevée pendant la vérification, et pour lequel la société n'a donc pas à élaborer un plan de mesures correctives et préventives.

Efficace – Qualifie un processus ou un autre élément requis qui atteint les buts et objectifs énoncés, de même que les résultats prévus dans la réglementation, et pour lequel une amélioration continue est observée. Aux fins des exigences réglementaires de la Régie, l'efficacité est essentiellement démontrée par des dossiers d'inspection, des mesures, de la surveillance, des enquêtes, des programmes d'assurance de la qualité, des vérifications et des examens de gestion, comme l'indique le RPT.

Élaboré – Qualifie un processus ou un autre élément requis créé dans la forme exigée et qui respecte les exigences réglementaires décrites.

Établi – Qualifie un processus ou un autre élément requis ayant été élaboré dans la forme exigée, approuvé et avalisé pour utilisation par le gestionnaire approprié, et communiqué à toute la société. L'ensemble des employés et des personnes qui travaillent pour le compte de la société ou de tiers qui pourraient avoir besoin de connaître l'élément requis sont informés des exigences relatives au processus et de son application. Les employés ont été formés pour utiliser le processus ou l'élément requis. La société a démontré que le processus ou l'élément requis a été mis en œuvre de façon permanente. À titre de mesure de la « permanence », la Régie exige que l'élément requis soit mis en œuvre et respecte toutes les exigences prescrites depuis trois mois.

Inventaire – Compilation documentée d'éléments requis devant être conservée de manière à pouvoir être intégrée au système de gestion et aux processus y afférents sans autre définition ou analyse.

Liste – Compilation documentée d'éléments requis devant être conservée de manière à pouvoir être intégrée au système de gestion et aux processus y afférents sans autre définition ou analyse.

Maintenu – Qualifie un processus ou un autre élément requis ayant été tenu à jour dans la forme exigée et qui continue de respecter les exigences réglementaires. La société doit démontrer, documents à l'appui, qu'elle respecte les exigences relatives à la gestion de documents prévues à l'alinéa 6.5(1)o) du RPT. Elle doit aussi démontrer, au moyen de dossiers, qu'elle respecte les exigences relatives à la gestion de dossiers prévues à l'alinéa 6.5(1)p) du RPT.

Manuel – Ouvrage contenant un ensemble d'instructions sur les méthodes à suivre pour atteindre un résultat. Les instructions sont détaillées et exhaustives, et l'ouvrage est structuré de sorte qu'il est facile à consulter.

Mis en œuvre – Qualifie un processus ou un autre élément requis ayant été approuvé et avalisé pour utilisation par le gestionnaire approprié, et communiqué à toute la société. L'ensemble des employés et des personnes qui travaillent pour le compte de la société ou de tiers qui pourraient avoir besoin de connaître l'élément requis sont informés des exigences relatives au processus et de son application. Les employés ont été formés pour utiliser le processus ou l'élément requis. Les employés et les personnes qui travaillent pour le compte de la société ont démontré qu'ils utilisent le processus ou l'élément requis. Les dossiers et les entrevues ont fourni la preuve d'une mise en œuvre complète du processus ou de l'élément requis, dans les formes prescrites (le processus ou la procédure n'est pas utilisé en partie seulement).

Non conforme – Qualifie un élément du protocole pour lequel la société soumise à la vérification n'a pas démontré qu'elle a élaboré et mis en œuvre des programmes, des processus et une procédure qui respectent les exigences prévues par la loi, et pour lequel elle doit donc élaborer un plan de mesures correctives et préventives, le faire approuver et le mettre en œuvre.

Plan – Formulation détaillée et documentée d'une mesure à appliquer pour atteindre un résultat.

Plan de mesures correctives – Plan qui vise à corriger les non-conformités relevées dans le rapport de vérification et à expliquer les méthodes et les mesures qui seront utilisées à cette fin.

Pratique – Action récurrente ou habituelle bien comprise par les personnes habilitées à l'exécuter.

Procédure – Indication de la manière dont un processus sera mis en œuvre. La procédure consiste en une série documentée d'étapes à suivre dans un ordre régulier et défini pour exercer des activités individuelles de façon efficace et sécuritaire. Elle précise également les rôles, les responsabilités et les pouvoirs nécessaires à la réalisation de chaque étape.

Processus – Série documentée de mesures à prendre dans un certain ordre qui concourent à un résultat précis. Le processus définit les rôles, les responsabilités et les pouvoirs liés aux mesures. Il peut comprendre un ensemble de marches à suivre, au besoin.

(La Régie s'est fondée sur l'interprétation suivante du RPT pour évaluer la conformité des processus du système de gestion applicables aux installations assujetties à sa réglementation.)

Le paragraphe 6.5(1) du RPT décrit les processus du système de gestion exigés par la Régie. Pour évaluer ces processus, la Régie vérifie si chaque processus ou élément requis a été établi, mis en œuvre, élaboré ou maintenu conformément à ce que prévoit chaque alinéa; si le processus est documenté; et si le processus respecte les exigences qui lui sont propres, par exemple s'il permet de répertorier et d'analyser tous les dangers réels et potentiels. Les processus doivent contenir les éléments explicites requis, notamment les rôles, les responsabilités et les pouvoirs des employés chargés de les établir, de les gérer et de les mettre en œuvre. Pour la Régie, il s'agit d'une démarche courante en six points (qui, quoi, où, quand, pourquoi et comment). Elle reconnaît que les processus prévus dans le RPT comportent de multiples exigences. Les sociétés peuvent donc établir et mettre en œuvre de nombreux processus, dans la mesure où ils sont conçus pour remplir les exigences prévues par la loi et faire le lien avec les processus prévus au paragraphe 6.5(1) du RPT. Les processus doivent incorporer la procédure nécessaire au respect des exigences, ou inclure des renvois vers cette procédure.

Puisque les processus font partie intégrante du système de gestion, ils doivent être élaborés de façon à fonctionner en tant que tels. Le système de gestion requis est décrit à l'article 6.1 du RPT. Les processus doivent être conçus de manière à permettre à la société de respecter ses politiques et ses buts, établis et exigés conformément à l'article 6.3.

En outre, le paragraphe 6.5(1) du RPT précise que chaque processus doit être intégré au système de gestion et aux programmes visés à l'article 55. Par conséquent, pour être conformes, les processus doivent également être conçus de manière à tenir compte des exigences techniques précises de chaque programme ainsi que s'appliquer et satisfaire aux exigences en matière de processus de ces programmes. La Régie reconnaît qu'un processus unique peut ne pas s'appliquer à tous les programmes. Dans ces cas, il est possible d'établir des processus de gouvernance, tant qu'ils satisfont aux exigences prévues (décrites ci-dessus), et de faire en sorte que les processus

afférents aux programmes soient établis et mis en œuvre de manière uniforme afin de permettre au système de gestion de fonctionner selon ce que prévoit l'article 6.1.

Programme – Ensemble documenté de processus et de marches à suivre visant l'atteinte d'un résultat de façon régulière. Un programme précise les interrelations entre les plans, les processus et les procédures, c'est-à-dire comment chacun de ces éléments concourt au résultat voulu. La société planifie et évalue régulièrement son programme pour s'assurer qu'il produit les résultats attendus.

(La Régie s'est fondée sur l'interprétation suivante du RPT pour évaluer la conformité des programmes requis par les règlements d'application de la LRCE.)

Le programme doit comprendre des renseignements sur les activités à réaliser, y compris les réponses aux questions de base « quoi », « qui », « quand » et « comment ». Il doit également prévoir les ressources nécessaires pour mener à bien ces activités.

Système de gestion – Système visé aux articles 6.1 à 6.6 du RPT qui constitue une démarche systématique conçue pour gérer et réduire efficacement les risques tout en favorisant l'amélioration continue. Il comprend les structures organisationnelles, les ressources, les responsabilités, les politiques, les processus et les procédures nécessaires pour que la société puisse s'acquitter de ses obligations en matière de sécurité, de sûreté et de protection de l'environnement.

(L'Office s'est fondé sur l'interprétation suivante du RPT pour évaluer la conformité des systèmes de gestion applicables aux installations assujetties à sa réglementation, et la Régie continuera de l'utiliser.)

Comme il est indiqué ci-dessus, les exigences de la Régie pour le système de gestion sont énoncées aux articles 6.1 à 6.6 du RPT. Par conséquent, lorsqu'elle évalue un système de gestion, la Régie ne tient pas seulement compte des exigences particulières de l'article 6.1. Elle évalue la mesure dans laquelle la société a élaboré, intégré et mis en application les politiques et les buts sur lesquels doit se baser son système de gestion décrit à l'article 6.3, sa structure organisationnelle décrite à l'article 6.4, ainsi que l'élaboration, la mise en œuvre, la conception ou le maintien des processus, de l'inventaire et de la liste décrits au paragraphe 6.5(1). Conformément aux alinéas 6.1c) et d), les processus et le système de gestion de la société doivent être applicables et appliqués aux programmes visés à l'article 55.

Vérification – Processus de contrôle systématique et documenté qui vise à recueillir et à évaluer objectivement des éléments de preuve pour déterminer si des événements, activités, conditions ou systèmes de gestion, ou encore des renseignements sur ceux-ci, respectent les critères de vérification et les exigences prévues par la loi, et à communiquer les résultats à la société.

Annexe 4 – Listes des représentants de la société interrogés et des documents examinés

Les listes des représentants de la société interrogés et des documents examinés sont conservées dans les dossiers de la Régie de l'énergie du Canada.