L'organisme de réglementation
nucléaire du Canada

Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2011

INFO-0836

Septembre 2012

Commission canadienne de sûreté nucléaire
Canadian Nuclear Safety Commission

Canada

Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2011

© Ministre de Travaux publics et Services gouvernementaux Canada (TPSGC) 2011
Numéro de catalogue de TPSGC CC171-11/2010F-PDF ISSN 1926-1721

Publié par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN)
Numéro de catalogue de la CCSN : INFO-0836

La reproduction d'extraits du présent document à des fins personnelles est autorisée à condition que la source soit indiquée en entier. Toutefois, sa reproduction en tout ou en partie à des fins commerciales ou de redistribution nécessite l'obtention préalable d'une autorisation écrite de la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Also available in English under the title: CNSC staff integrated safety assessment of Canadian nuclear power plants for 2011

Disponibilité du document
Les personnes intéressées peuvent consulter le document sur le site Web de la CCSN à suretenucleaire.gc.ca ou en commander des exemplaires, en français ou en anglais, en communiquant avec la :

Commission canadienne de sûreté nucléaire
280, rue Slater
C.P. 1046, Succursale B
Ottawa (Ontario) K1P 5S9
CANADA

Téléphone : (613) 995-5894 ou 1-800-668-5284 (Canada seulement)
Télécopieur : (613) 995-5086
Courriel : info@cnsc-ccsn.gc.ca
Site web : suretenucleaire.gc.ca

Images de la page couverture : Centrales nucléaires canadiennes
De gauche à droite :
centrale nucléaire Darlington (Bowmanville, Ontario)
centrale nucléaire Gentilly-2 (Bécancour, Quebec)
centrale nucléaire Point Lepreau (Point Lepreau, Nouveau-Brunswick)
centrales nucléaires Bruce-A et Bruce-B (Tiverton, Ontario)
centrales nucléaires Pickering-A et Pickering-B (Pickering, Ontario)

Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2011

INFO-0836

September 2012

TABLE DES MATIÈRES

Sommaire **1**
Vue d'ensemble **6**

PARTIE 1 – RENDEMENT EN MATIÈRE DE SÛRETÉ **14**
1A – Ensemble des centrales – rendement et développements **15**
1B – Rendement des centrales **57**
1B.1 Bruce-A et Bruce-B *57*
1B.2 Darlington *70*
1B.3 Pickering-A et Pickering-B *82*
1B.4 Gentilly-2 ..... *96*
1B.5 Point Lepreau *106*

PARTIE 2 – DÉVELOPPEMENTS ET QUESTIONS EN MATIÈRE DE RÉGLEMENTATION **118**
2.1 Bruce-A et Bruce-B *120*
2.2 Darlington *128*
2.3 Pickering-A et Pickering-B *133*
2.4 Gentilly-2 ..... *145*
2.5 Point Lepreau *150*

PARTIE 3 – MESURES DÉCOULANT DE L'ACCIDENT NUCLÉAIRE DE FUKUSHIMA DAIICHI **155**

PARTIE 4 – SOMMAIRE ET CONCLUSIONS **160**

Annexe A - Définition des domaines de sûreté et de réglementation **163**
Annexe B - Méthode d'attribution et définition des cotes **170**
Annexe C - Recherche et développement à l'appui de la réglementation des centrales nucléaires **174**
Annexe D - Doses efficaces collectives dans les centrales nucléaires en 2011 ..... **180**
Annexe E - Limites opérationnelles dérivées (LOD) dans les centrales nucléaires au Canada **189**
Annexe F - État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires **192**

Acronymes et abréviations 199

Glossaire 201

Bibliographie 207

Sommaire

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) publie chaque année un rapport sur le rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada. Le présent rapport, intitulé *Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2011* (communément appelé Rapport sur les centrales nucléaires), présente un sommaire de l'évaluation réalisée par le personnel de la CCSN du rendement en matière de sûreté du secteur de l'énergie nucléaire au Canada en 2011. Dans le cadre de cette évaluation, le personnel de la CCSN évalue dans quelle mesure la mise en œuvre des programmes des titulaires de permis dans les 14 différents domaines de sûreté et de réglementation (DSR) répond aux exigences et attentes réglementaires concernant le rendement. Dans la mesure du possible, le rapport établit des comparaisons et dégage des tendances. Il met également en lumière les questions émergentes en matière de sûreté se rapportant à l'ensemble du secteur nucléaire et à chacune des centrales autorisées.

Le rapport comprend trois parties principales :

- la partie 1 présente une évaluation du rendement en matière de sûreté dans l'ensemble des centrales nucléaires et pour chacune des centrales autorisées
- la partie 2 donne des renseignements détaillés sur des questions d'autorisation et d'autres questions de réglementation concernant chacune de ces centrales (elle couvre la période allant de janvier 2011 à avril 2012, offrant ainsi la perspective la plus exacte des questions d'intérêt à chacune des centrales nucléaires)
- la partie 3 fournit des renseignements sur les mesures prises par le secteur nucléaire canadien en réponse à la demande faite par la CCSN à la suite de l'accident survenu en 2011 à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi de la Tokyo Electric Power Company (TEPCO)

Faits saillants sur le rendement global

À la lumière des résultats des inspections et des examens effectués au cours de l'année, le personnel de la CCSN a conclu que les centrales nucléaires au Canada ont été exploitées de manière sûre en 2011. Cette conclusion repose sur les observations suivantes :

- aucune défaillance grave de système fonctionnel n'est survenue aux centrales nucléaires
- aucun membre du public n'a reçu une dose de rayonnement dépassant la limite réglementaire
- il n'y a eu aux centrales nucléaires aucune dose de rayonnement aux travailleurs supérieure aux limites réglementaires
- la fréquence et la gravité des blessures et des accidents mettant en cause des travailleurs étaient minimes
- aucun rejet radiologique provenant des centrales n'a excédé les limites réglementaires
- les titulaires de permis se sont conformés aux conditions de leurs permis relatives aux obligations internationales du Canada

De plus, les titulaires de permis se sont conformés à la demande formulée par l'agence de réglementation à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi.

Le rapport annuel sur les centrales nucléaires présente les cotes de rendement attribuées à chacun des DSR ainsi qu'une cote intégrée de rendement pour chacune de ces centrales. Cette cote intégrée est une mesure du rendement global en matière de sûreté en regard des exigences et attentes pertinentes. Pour la version 2011 de ce rapport, les cotes attribuées aux 14 DSR ont servi à établir les cotes intégrées de rendement de chacune et de l'ensemble des centrales.

Le tableau 1 donne, pour l'année 2011, les cotes attribuées au rendement dans chacun des DSR et les cotes intégrées de rendement attribuées à chacune des centrales nucléaires au Canada, ainsi que les moyennes pour l'ensemble des centrales. Les différentes cotes sont : « entièrement satisfaisant (ES) », « satisfaisant (SA) », « inférieur aux attentes (IA) » et « inacceptable (IN) ».

Tableau 1 : Cotes de rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada pour l'année 2011

Domaines de sûreté et de réglementation	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly -2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Système de gestion	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Rendement de l'exploitation	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Radioprotection	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Santé et sécurité classiques	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Protection de l'environnement	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des déchets	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Sécurité	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Garanties	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Emballage et transport	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Pour l'année 2011, la cote intégrée de rendement « entièrement satisfaisant » a été attribuée à la centrale nucléaire de Darlington et la cote intégrée de rendement « satisfaisant » l'a été à toutes les autres centrales. Il n'y a aucun changement dans ces cotes par rapport à celles de 2010.

Les cotes de rendement attribuées aux DSR pour l'année 2011 varient de « satisfaisant » à « entièrement satisfaisant ». Il s'agit d'une amélioration par rapport à 2010 alors que la cote « inférieur aux attentes » avait été attribuée à deux DSR (« Radioprotection » à la centrale nucléaire de Bruce-A et « Gestion des urgences et protection-incendie » à la centrale nucléaire de Point Lepreau). La cote du rendement dans ces deux DSR s'est améliorée, passant à « satisfaisant » pour l'année 2011.

Faits saillants du rendement de chaque centrale nucléaire

Bruce-A et Bruce-B

La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée aux centrales nucléaires de Bruce-A et Bruce-B pour l'année 2011, soit la même que pour l'année 2010.

Le personnel de la CCSN a observé que le rendement en matière de sûreté était « entièrement satisfaisant » dans deux DSR : (i) « Santé et sécurité classiques » et (ii) « Sécurité ». La cote « satisfaisant » a été attribuée à tous les autres DSR. Les mesures prises à la suite de l'incident de contamination alpha survenu en 2010 ont amélioré le rendement du programme de radioprotection à la centrale de Bruce-A, permettant de hausser sa cote qui était « inférieur aux attentes ».

Darlington

La cote intégrée de rendement « entièrement satisfaisant » a été attribuée à la centrale de Darlington pour l'année 2011, soit la même que pour l'année 2010.

Le personnel de la CCSN a observé que le rendement en matière de sûreté était « entièrement satisfaisant » dans les quatre DSR suivants : (i) « Exploitation », (ii) « Aptitude fonctionnelle », (iii) « Radioprotection » et (iv) « Santé et sécurité classiques ». La cote « satisfaisant » a été attribuée à tous les autres DSR.

Pickering-A et Pickering-B

La cote intégrée de rendement attribuée aux centrales de Pickering-A et Pickering-B pour l'année 2011 est « satisfaisant », soit la même que pour l'année 2010.

Le personnel de la CCSN a observé que la cote « satisfaisant » a été attribuée à tous les DSR. Cependant, bien que la cote « satisfaisant » ait été attribuée au DSR « Gestion du rendement humain », le personnel de la CCSN a décelé des problèmes au chapitre des examens d'accréditation qu'Ontario Power Generation (OPG) travaille présentement à régler.

OPG a annoncé en 2010 qu'elle n'allait pas procéder à la réfection des tranches de la centrale de Pickering-B, mais qu'elle poursuivrait l'exploitation des centrales de Pickering-A et Pickering-B pour une dernière décennie (soit jusqu'en 2020). À l'appui de cette décision, OPG a soumis un plan d'exploitation continue afin de s'assurer que ces tranches pourront continuer d'être exploitées de manière sûre et fiable.

Gentilly-2
La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée à la centrale de Gentilly-2 pour l'année 2011, soit la même que pour l'année 2010.

Le personnel de la CCSN a observé que la cote « satisfaisant » a été attribuée à tous les DSR, et que des améliorations ont été apportées au cours de l'année aux processus de notification et de mobilisation de l'équipe d'intervention en cas d'urgence à la centrale de Gentilly-2.

Le tribunal de la Commission a renouvelé le permis d'Hydro-Québec pour l'exploitation de la centrale de Gentilly-2, sa date d'échéance étant maintenant le 30 juin 2016. Le permis d'exploitation stipule des points d'arrêt réglementaires qui ont été établis afin de s'assurer que certains travaux et certaines inspections soient achevés. À la suite d'un arrêt prévu réussi, ces points d'arrêt ont été levés, et le fonctionnaire désigné de la CCSN a autorisé Hydro-Québec à redémarrer la centrale.

Point Lepreau
La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée à la centrale de Point Lepreau pour l'année 2011, soit la même que pour l'année 2010.

Le personnel de la CCSN a observé que la cote « satisfaisant » a été attribuée à tous les DSR. Les améliorations apportées au rendement en matière d'intervention en cas d'incendie ont permis de hausser la cote attribuée au DSR « Gestion des urgences et protection-incendie », qui était « inférieur aux attentes » pour l'année 2010.

Le tribunal de la Commission a renouvelé le permis d'Énergie NB pour l'exploitation de la centrale de Point Lepreau, sa date d'échéance étant maintenant le 30 juin 2017. La décision de renouveler le permis comporte une condition selon laquelle Énergie NB est tenue d'effectuer une évaluation des dangers sismiques propres au site, et à en communiquer les résultats dans le cadre de son programme d'information publique.

Les activités de réfection sont terminées. Les activités de mise en service sont en cours, et il est prévu que le réacteur sera remis en service à l'automne 2012.

Mesures prises à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi en 2011

En réponse à l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi, la CCSN a ordonné aux titulaires de permis de centrales nucléaires au Canada d'examiner les leçons tirées de cet accident et de revoir les dossiers de sûreté des centrales nucléaires afin de s'assurer que des marges de défense en profondeur adéquates existent, en prêtant une attention particulière aux :

- risques externes, comme les séismes, les inondations, les incendies et les conditions météorologiques extrêmes
- mesures visant à prévenir et à atténuer les accidents graves
- mesures d'urgence

Le Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima a examiné les mesures prises aux centrales nucléaires au Canada à la suite de cet accident, et il a conclu que ces centrales sont toujours sûres, et que le risque qu'elles présentent pour la santé et la sécurité des Canadiens et pour l'environnement demeure faible. De plus, le Groupe de travail a vérifié que toutes les centrales nucléaires au Canada sont situées loin des interfaces des plaques tectoniques, et que le risque d'un séisme majeur à une de ces centrales est négligeable.

Le Groupe de travail a cerné 36 mesures à prendre dans les centrales nucléaires, mesures auxquelles les titulaires de permis donneront suite d'ici décembre 2015. Une fois mises en œuvre, ces mesures amélioreront davantage la sûreté des centrales nucléaires au Canada et feront diminuer le risque qui leur est associé au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre.

Vue d'ensemble

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) publie chaque année un rapport afin de présenter un sommaire de l'évaluation par son personnel du rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada. Cette évaluation est réalisée selon les prescriptions de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN) et des règlements connexes, ainsi que les conditions des permis d'exploitation et les normes et documents d'application de la réglementation pertinents. Les titulaires de permis sont tenus de mettre en œuvre des programmes qui prévoient des mesures adéquates pour préserver la santé et la sécurité des personnes, protéger l'environnement, maintenir la sécurité nationale et respecter les obligations internationales du Canada. Bref, les titulaires de permis sont responsables d'exploiter leurs centrales de manière sûre.

Rapport 2011 sur les centrales nucléaires

L'*Évaluation intégrée en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada par le personnel de la CCSN pour 2011* (communément appelé Rapport 2011 sur les centrales nucléaires) présente une évaluation du rendement en matière de sûreté du secteur de l'énergie nucléaire dans son ensemble, ainsi que du rendement de chacune des centrales nucléaires. Les évaluations présentées dans ce rapport reposent sur l'information recueillie par le personnel de la CCSN lors d'inspections, d'activités de surveillance aux sites, d'examens documentaires et de revues d'événements et d'indicateurs de rendement. Dans la mesure du possible, le rapport établit des comparaisons et dégage des tendances. Il met également en lumière les questions émergentes en matière de sûreté se rapportant à l'ensemble du secteur nucléaire et à chacune des centrales autorisées.

Le rapport comprend trois parties distinctes :

- La partie 1 qui couvre l'année civile 2011. Cette partie est en deux sections, soit la section 1A « Ensemble des centrales – rendement et développements » et la section 1B « Rendement des centrales ». Lorsque pertinent, la partie 2 donne une description plus détaillée des questions d'importance ayant une incidence sur les cotes de rendement en matière de sûreté présentées dans la partie 1 du rapport.
- La partie 2, intitulée « Développements et questions en matière de réglementation », présente des renseignements détaillés sur des questions d'autorisation et d'autres questions de réglementation. Elle couvre une période plus longue, allant de janvier 2011 à avril 2012, permettant ainsi au personnel de la CCSN de tenir les membres du tribunal de la Commission et le public informés des développements les plus récents concernant les questions de réglementation.
- La partie 3 fournit de l'information sur les mesures prises par le secteur nucléaire au Canada en réponse à une demande de la CCSN formulée à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi.

Le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires comprend les six annexes suivantes :

- l'annexe A contient une liste des domaines de sûreté et de réglementation (DSR) et donne la définition et les objectifs de rendement de chacun

- l'annexe B énonce les définitions des différentes cotes (« entièrement satisfaisant », « satisfaisant », etc.) attribuées au rendement dans chaque DSR et, sous forme intégrée, à chaque centrale, ainsi qu'une explication de la méthode suivie pour déterminer ces cotes
- l'annexe C décrit les efforts en recherche et développement à l'appui de la réglementation des centrales nucléaires, y compris les rapports d'étape sur les questions de sûreté relatives aux centrales CANDU et les dossiers génériques (DG) demeurés en suspens en 2011
- l'annexe D présente les doses reçues par les travailleurs à toutes les centrales nucléaires au Canada en 2011, ainsi que la tendance, sur une période de cinq ans, de la dose efficace collective annuelle aux travailleurs à chacune des centrales
- l'annexe E donne les limites opérationnelles dérivées (LOD) de toutes les centrales nucléaires au Canada pour les radionucléides rejetés dans l'air et dans l'eau
- l'annexe F donne l'état d'avancement des mesures à prendre dans les centrales nucléaires à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi

Le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires se termine par une section de référence comprenant les acronymes et les abréviations utilisés, un glossaire et une bibliographie.

Il est important de souligner que la CCSN continue d'apporter des améliorations à ses activités et à ses façons de faire à l'appui de ses fonctions de réglementation. Pour le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires, le contenu et la présentation ont été modifiés comme suit :

- Présentation
  Pour le présent rapport, les évaluations des centrales de Pickering-A et Pickering-B ont été regroupées puisque l'exploitant, Ontario Power Generation (OPG), utilise des programmes communs aux deux centrales. Ce changement harmonise la structure du rapport et établit une présentation commune pour l'évaluation des deux centrales. Il convient cependant de souligner que bien que le contenu de la section 1B et de la partie 2 du rapport sur les centrales de Pickering-A et Pickering-B ait été intégré, les cotes de rendement de ces centrales ont été attribuées indépendamment et sont présentées séparément.

- Mesures prises à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi
  Une nouvelle partie 3 a été ajoutée au Rapport 2011 sur les centrales nucléaires afin d'inclure des renseignements sur les leçons tirées de l'accident à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi de TEPCO à la suite du séisme et du tsunami survenus au Japon en mars 2011. La partie 3 présente notamment les 36 mesures que les titulaires de permis au Canada ont entrepris de mettre en œuvre à la suite de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi pour réduire davantage le risque et améliorer la sûreté de leurs centrales.

  Le personnel de la CCSN présentera une mise à jour additionnelle au tribunal de la Commission sur la mise en œuvre de ces mesures en date du 31 juillet 2012

dans un document aux commissaires (CMD) complémentaire qui sera à l'ordre du jour de la réunion publique prévue le 15 août 2012.

- Domaines de sûreté et de réglementation
  L'application de la nouvelle structure des domaines de sûreté et de réglementation (DSR) à l'ensemble des permis d'exploitation a commencé en 2010. Cette structure comporte un ensemble commun de modalités en matière de sûreté et de réglementation qui s'appliquent à toutes les installations réglementées par la CCSN. Dans le rapport de l'année dernière (Rapport 2010 sur les centrales nucléaires), les 14 DSR ont tous été traités, mais seulement 10 d'entre eux ont été pris en compte pour déterminer la cote intégrée de rendement des centrales. Pour le rapport 2011 sur les centrales nucléaires, les 14 DSR ont été pris en compte pour déterminer cette cote.

- Protection et lutte contre les incendies
  L'information concernant les interventions en cas d'incendie a été incluse dans le domaine particulier « Protection et lutte contre les incendies » qui fait partie du DSR « Gestion des urgences et protection-incendie ». Toutefois, l'information relative à la conception de la protection contre les incendies fait maintenant partie du DSR « Conception matérielle ».

- Cote de rendement pour le DSR « Sécurité »
  Depuis 2003, toute l'information se rapportant au DSR « Sécurité » était traitée à titre de renseignements réglementés, et elle faisait l'objet d'un rapport distinct présenté au tribunal de la Commission[1] lors d'une séance à huis clos dans le cadre d'une de ses réunions. Les cotes de rendement attribuées au DSR « Sécurité » ainsi que l'information à l'appui des cotes attribuées à l'ensemble des centrales et à chacune d'elles ont été intégrées au rapport 2011 sur les centrales nucléaires.

Les centrales nucléaires au Canada

Au Canada, on retrouve sept centrales nucléaires autorisées : Bruce-A, Bruce-B, Darlington, Pickering-A, Pickering-B, Gentilly-2 et Point Lepreau. Elles sont situées sur cinq sites répartis dans trois provinces, comme l'indique la figure 1, et elles sont exploitées par quatre différents titulaires de permis. Le nombre de réacteurs à chaque centrale varie entre un et quatre, et tous ces réacteurs sont du type CANDU (CANada Deutérium Uranium). Cette conception a été mise au point par la société d'état Énergie atomique du Canada limitée (EACL).

SNC-Lavalin Inc., par l'entremise de sa filiale à part entière appelée Candu Énergie, a fait l'acquisition de la division des réacteurs d'EACL en 2011. Candu Énergie offre une gamme complète de produits et services à l'industrie nucléaire pour l'exploitation,

[1] La Commission canadienne se sûreté nucléaire, ou CCSN, désigne l'ensemble de l'organisation. L'appellation « tribunal de la Commission » est utilisée dans le présent rapport afin de distinguer cette partie de l'organisation, désignée parfois sous le nom de Commission, de l'ensemble de l'organisation.

l'entretien et la réfection des centrales existantes, ainsi que pour la conception et la livraison de nouveaux réacteurs CANDU.

La figure 1 présente également des données relatives à chacune des centrales nucléaires dont la capacité de production d'électricité des réacteurs, l'année de leur entrée en service, le nom de leur titulaire de permis et la date d'échéance du permis d'exploitation. On peut y observer que :

- 17 réacteurs étaient en exploitation en 2011
- les tranches 2 et 3 de la centrale de Pickering-A étaient dans un état de stockage sûr; le combustible a été retiré de leur réacteur en 2008 et demeurera en état de stockage sûr à long terme, jusqu'au déclassement éventuel du site de Pickering
- les tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A et la centrale de Point Lepreau n'étaient pas en exploitation en 2011 puisqu'elles étaient en réfection dans le but de prolonger leur durée de vie

Figure 1 : Emplacements des centrales nucléaires au Canada en 2011 et données relatives à celles-ci

Centrale	Titulaire de permis	Localité	État des tranches	Capacité brute de production d'électricité par réacteur (en MW)	Entrée en service*	Date d'expiration du permis
Bruce-A	Bruce Power Inc.	Tiverton (Ont.)	2 en exploitation 2 en réfection	904	1977	31/10/2014
Bruce-B	Bruce Power Inc.	Tiverton (Ont.)	4 en exploitation	915	1984	31/10/2014
Darlington	Ontario Power Generation Inc.	Darlington (Ont.)	4 en exploitation	935	1990	28/02/2013
Pickering-A	Ontario Power Generation Inc.	Pickering (Ont.)	2 en exploitation 2 vides de combustible et en état de conservation sûr	542	1971	30/06/2013
Pickering-B	Ontario Power Generation Inc.	Pickering (Ont.)	4 en exploitation	540	1982	30/06/2013
Gentilly-2	Hydro-Québec	Bécancour (Qc)	1 en exploitation	675	1983	30/06/2016
Point Lepreau	Énergie Nouveau-Brunswick Inc.	Lepreau (N.-B.)	1 en réfection	680	1982	30/06/2017

* Dans le cas des centrales à tranches multiples, ceci indique l'année d'entrée en service de la première tranche.

Surveillance réglementaire

En temps qu'organisme de réglementation de l'énergie nucléaire au Canada, la CCSN est responsable de réglementer l'exploitation des centrales nucléaires, en délivrant les permis d'exploitation requis et en veillant à ce que les titulaires se conforment aux conditions de leurs permis. La CCSN s'acquitte de son mandat en effectuant des vérifications, en faisant respecter la loi, et en rendant des comptes par le biais de rapports. Tout au long de l'année, la CCSN effectue plusieurs inspections, évaluations et examens des programmes et processus des titulaires de permis, ainsi que de leur rendement en matière de sûreté. Ces travaux varient en termes de complexité et de durée, et 229 membres de la CCSN travaillent directement à la mise en œuvre du programme de réglementation des centrales nucléaires, une tâche à laquelle d'autres membres de l'organisation apportant également leur soutien. Ces ressources comprennent 41 employés de la CCSN qui travaillent en permanence dans les sept centrales, effectuant des inspections sur place, une surveillance du rendement en matière de sûreté, et des activités de soutien au processus de réglementation.

Programme de vérification de la conformité

Le programme de vérification de la conformité comprend toutes les activités menées par le personnel de la CCSN afin de déterminer si les titulaires de permis se conforment aux exigences réglementaires stipulées dans la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (LSRN), les règlements établis en vertu de cette loi et les permis délivrés par la CCSN. La conformité à ces exigences donne l'assurance que le risque pour la santé et la sécurité des Canadiens est maintenu à un niveau assez faible pour être acceptable.

Le programme de vérification de la conformité est fondé sur le degré de risque, le rendement et les 14 DSR. Les activités de conformité formant ce programme peuvent être divisées en trois catégories :

- surveillance
- inspections
- examens documentaires

La surveillance englobe les activités de vérification de la conformité menées par les inspecteurs de la CCSN affectés aux différents sites pour surveiller l'exploitation de la centrale et vérifier continuellement que le titulaire de permis l'exploite de manière sûre et conformément aux exigences et attentes de la CCSN. Dans l'exercice de leurs fonctions, de surveillance, les inspecteurs examinent quotidiennement les banques de données des titulaires de permis sur les activités d'exploitation (p. ex., les journaux de quart et les rapports d'état de la centrale), assistent à titre d'observateurs à des réunions tenues par les titulaires de permis, et font la collecte de données pendant des visites en chantier qui ne font pas partie d'une inspection systématique.

Les inspections sont des activités de conformité systématiques et pleinement documentées menées pour déterminer, à l'aide de preuves objectives, si les programmes, les processus et les pratiques des titulaires de permis sont conformes aux exigences

réglementaires de la CCSN. Ces inspections peuvent être planifiées ou réactives, annoncées ou non, et réalisées par une personne ou une équipe. Elles sont menées à bien principalement par les inspecteurs de la CCSN affectés aux sites, avec le soutien technique de spécialistes de la CCSN travaillant au siège social à Ottawa, souvent membres des équipes d'inspection. Le personnel de la CCSN a réalisé 161 inspections aux centrales nucléaires en 2011.

Les examens documentaires sont des activités de conformité qui se limitent à l'examen de documents et de rapports soumis par les titulaires de permis. Ces documents comprennent les rapports techniques trimestriels, des rapports périodiques sur la conformité et des rapports spéciaux, comme les rapports d'événement et les rapports sur les mesures correctives prises. Les exigences de la CCSN en ce qui a trait au contenu et à la présentation des rapports ainsi qu'au moment de les soumettre sont documentées dans les règlements, dans le document d'application de la réglementation de la CCSN S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1] et dans certaines conditions particulières des permis. La plupart des examens documentaires sont réalisés par les spécialistes de la CCSN avec, au besoin, le soutien des inspecteurs en poste aux différents sites. Le personnel de la CCSN examine les données soumises par les titulaires de permis afin de déceler des problèmes possibles de non-conformité, de vérifier la qualité des rapports et de s'assurer que ceux-ci sont complets.

Le type d'activité choisie pour vérifier que les titulaires de permis se conforment à des exigences réglementaires particulières dépend de son efficacité. La portée de l'activité choisie est ajustée afin de réduire le plus possible le dédoublement et le chevauchement des activités de conformité menées sur des sujets connexes. La fréquence des activités de conformité choisies est fondée sur le risque relatif associé au DSR, ou elle est déterminée en fonction des résultats d'activités de conformité antérieures qui fournissent plus de détails sur le rendement. D'autres facteurs, comme les modifications apportées aux programmes des titulaires de permis et aux exigences réglementaires, entrent aussi en jeu. Par conséquent, le programme de vérification de la conformité est revu chaque année pour s'assurer que la surveillance réglementaire en matière de conformité est axée principalement sur les DSR appropriés.

L'achèvement de l'une ou l'autre des trois activités formant le programme de vérification de la conformité peut mener à des mesures de suivi ou à des mesures visant à faire respecter la loi, de la part de l'organisme de réglementation, s'il est établi qu'un programme, un processus ou une pratique du titulaire de permis ne se conforme pas aux exigences réglementaires. Les mesures d'application de la réglementation sont mises en œuvre selon l'approche progressive définie par la CCSN.

Évaluation du rendement en matière de sûreté

Le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires présente l'évaluation du rendement en matière de sûreté dans chacun des DSR à chacune des centrales nucléaires, en regard des exigences et attentes pertinentes. Les cotes de rendement sont fonction des résultats des activités du programme de vérification de la conformité, et elles ont été déterminées en tenant compte des observations faites lors d'inspections ainsi que d'analyses de documents, d'événements et d'indicateurs de rendement. Pour établir les cotes de rendement, le personnel de la CCSN a tenu compte de plus de 1 500 observations. De ce nombre, 99 % ont été jugées positives, de valeur négligeable ou de peu d'importance sur le plan de la sûreté. Autrement dit, elles ont eu une incidence véritable, négligeable ou légèrement négative sur l'évaluation de domaines particuliers. Les autres observations ont eu une incidence importante ou fortement négative sur l'évaluation des domaines visés. Les observations ont été associées aux DSR appropriés et évaluées en regard d'un ensemble d'objectifs et de critères de rendement que la CCSN a définis pour chaque DSR.

L'évaluation présentée dans le Rapport 2011 sur les centrales nucléaires comprend une cote intégrée de rendement pour chaque centrale. Cette cote est une mesure générale du rendement global en matière de sûreté de chacune des centrales nucléaires, et elle est déterminée en combinant les cotes attribuées au rendement dans les différents DSR. Les 14 DSR ont été pris en compte pour déterminer les cotes intégrées de rendement de chacune et de l'ensemble des centrales. Pour les rapports précédents, certains DSR n'ont pas été pris en compte à cette fin parce qu'ils étaient considérés comme des éléments complémentaires ou qu'ils n'étaient pas communs à tous les permis d'exploitation.

Partie 1 – Rendement en matière de sûreté

La partie 1 du rapport présente les conclusions tirées par le personnel de la CCSN à l'égard du rendement intégré en matière de sûreté de chacune des centrales nucléaires au Canada, ainsi qu'à l'égard du rendement de l'ensemble des centrales nucléaires. Pour en arriver à ces conclusions, le personnel de la CCSN évalue dans quelle mesure les programmes des titulaires de permis répondent aux exigences et aux attentes réglementaires et contribuent à préserver la santé et la sécurité des Canadiens, à protéger l'environnement et à respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Les conclusions reposent sur les observations faites tout au long de l'année lors d'inspections, d'examens documentaires et de revues d'événements, et elles sont classées suivant leur pertinence pour les 14 DSR suivants :

- système de gestion
- gestion du rendement humain
- rendement de l'exploitation
- analyse de la sûreté
- conception matérielle
- aptitude fonctionnelle
- radioprotection
- santé et sécurité classiques
- protection de l'environnement
- gestion des urgences et protection-incendie
- gestion des déchets
- sécurité
- garanties
- emballage et transport

La définition des DSR et les objectifs de rendement pour chacun d'eux se trouvent à l'annexe A, « Définition des domaines de sûreté et de réglementation ». Les définitions des cotes de rendement et la méthode utilisée pour déterminer les cotes indiquées dans le présent rapport se trouvent à l'annexe B, « Méthode d'attribution des cotes et définition des cotes ».

1A – Ensemble des centrales – rendement et développements

Cette section présente le rendement global en matière de sûreté de l'ensemble des centrales nucléaires dans chacun des DSR, et elle met en lumière des questions et observations de nature générale. Le rendement global de l'ensemble des centrales nucléaires est déterminé en faisant l'estimation d'une cote moyenne du rendement aux centrales nucléaires pour chacun des DSR.

Les indicateurs de rendement de la CCSN et de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO) sont également abordés dans cette section pour faire ressortir différentes tendances. Les indicateurs de rendement que la CCSN utilise sont définis dans la norme d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1]. Il est important de souligner qu'il est difficile de comparer les données d'une centrale à celles d'une autre pour une même année parce que certains facteurs, dont le nombre de tranches en service, la conception, la puissance des tranches et les documents directeurs de la centrale, entraînent des variations dans la valeur des indicateurs de rendement.

1A.1 Système de gestion

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Système de gestion	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Système de gestion » couvre les mesures d'encadrement servant à établir les processus et les programmes nécessaires pour s'assurer qu'une organisation atteint ses objectifs en matière de sûreté, surveille continuellement son rendement à l'égard de ces objectifs, et favorise une saine culture de sûreté. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales dans ce DSR est « satisfaisant », soit la même que l'année dernière.

Le DSR « Système de gestion » couvre les domaines particuliers suivants : système de gestion, structure organisationnelle et gestion des changements, communications internes, rendement en matière de gestion et culture de sûreté.

Système de gestion

Afin d'assurer l'exploitation sûre des installations nucléaires, les titulaires de permis de centrale nucléaire au Canada ont mis en place à chacune d'elles un système de gestion conforme aux exigences de la norme N286-F05 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires* [2]. Par des activités courantes de surveillance, le personnel de la CCSN fait un suivi de la mise en œuvre de ces systèmes de gestion. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes au chapitre de la mise en œuvre de ces systèmes aux centrales nucléaires.

Structure organisationnelle et gestion des changements
La structure de l'organisation établie à chacune des centrales nucléaires est décrite dans les documents du système de gestion. Les documents portant sur l'organisation décrivent également les rôles et responsabilités de certains postes sélectionnés. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes dans ce domaine au cours de la période de référence.

Communications internes
Les activités de vérification de la conformité n'ont relevé aucune observation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier pour l'année 2011.

Rendement en matière de gestion
En effectuant différentes activités de surveillance, comme des examens de rapports périodiques et de rapports d'événement soumis conformément au document d'application de la réglementation de la CCSN S-99 [1] et des inspections de conformité de référence, le personnel de la CCSN a recueilli de l'information sur le rendement en matière de gestion aux centrales nucléaires. D'après l'information évaluée et les résultats des inspections réalisées, le personnel de la CCSN a conclu que le rendement en matière de gestion dans l'ensemble des centrales était efficace.

Culture de sûreté
Le personnel de la CCSN a participé à des discussions avec des représentants du secteur nucléaire au sujet de l'amélioration continue du rendement en matière de sûreté au sein des organisations des titulaires de permis. Ces discussions qui se sont poursuivies de façon régulière avaient pour but d'aider les titulaires de permis à améliorer leur capacité à promouvoir une saine culture de sûreté. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes en matière de culture de sûreté au cours de la période de référence

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que globalement, la mise en œuvre des systèmes de gestion aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires.

1A.2 Gestion du rendement humain

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Gestion du rendement humain	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**

Le DSR « Gestion du rendement humain » couvre les activités qui permettent d'atteindre un rendement humain efficace par l'élaboration et la mise en œuvre de processus visant à s'assurer que le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, qu'il possède les connaissances et compétences requises, et qu'il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales

nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Le DSR « Gestion du rendement humain » comprend les domaines particuliers suivants : formation du personnel, accréditation du personnel, examen d'accréditation et test de requalification, organisation du travail et conception des tâches, programmes en matière de rendement humain, procédures et outils de travail et aptitude au travail.

Formation du personnel

Les activités de vérification de la conformité n'ont relevé aucune observation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier pour l'année 2011.

Accréditation du personnel

En 2011, la CCSN a accrédité 59 employés des titulaires de permis et proposé de refuser l'accréditation de trois personnes. Conformément au règlement pertinent, les titulaires de permis et les personnes en cause se sont vues accorder la possibilité d'être entendus, et ce dossier était toujours en suspens à la fin de la période de référence.

En 2011, un nombre suffisant de personnes accréditées étaient toujours en place aux centrales, dont des opérateurs de réacteur (OR), des opérateurs de la tranche 0 (OT0), des chefs de quart de salle de commande (C de Q – SC), des chefs de quart de centrale (C de Q – C) et des responsables techniques de la radioprotection (RTR). Le tableau 2 donne des détails à ce sujet.

Tableau 2 : Nombre de personnes présentement accréditées et nombre minimal de postes nécessitant une accréditation

Centrale		OR	OT0	C de Q - SC / C de Q - C	Sous-total (RTR en moins)	RTR	Total (Actuel)
Bruce-A	Minimum	15	10	10	35	5	94
	Actuel	37	25	27	89		
Bruce-B	Minimum	30	10	10	50	4	108
	Actuel	55	20	29	104		
Darlington	Minimum	30	10	10	50	2	117
	Actuel	56	22	37	115		
Pickering-A	Minimum	20		10	30	3	67
	Actuel	46		18	64		
Pickering-B	Minimum	30		10	40	3	74
	Actuel	54		17	71		
Gentilly-2	Minimum	6		6	12	4	30
	Actuel	13		13	26		
Point Lepreau	Minimum	6		6	12	3	24
	Actuel	13		8	21		

N.B.

(i) Le poste d'OT0 n'existe pas aux centrales de Pickering-A, de Pickering-B, de Gentilly-2 et de Point Lepreau – les cases correspondantes sont donc vides et leur fond est noirci.

(ii) Il n'existe pas d'effectif minimal par quart pour le poste de RTR – un nombre n'a donc pas été entré dans les cases correspondant au nombre minimal de postes nécessitant une accréditation

Chaque titulaire de permis dispose d'un nombre de personnes accréditées plus grand que l'effectif minimal stipulé dans son permis d'exploitation. De plus, bien qu'un effectif minimal par quart ne soit pas réglementé pour le poste de RTR, le nombre de personnes accréditées pour ce poste à chaque centrale a été jugé suffisant pour assurer la sûreté du personnel et du public. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes dans ce domaine au cours de la période de référence.

Examen d'accréditation et test de requalification

En 2011, le personnel de quart des centrales nucléaires a été assujetti à 119 examens des connaissances écrits et oraux et 36 examens pratiques sur simulateur à des fins d'accréditation initiale, ainsi qu'à 169 tests de requalification, tous ces examens et tests étant tenus par les titulaires de permis. Le taux de réussite aux examens à des fins d'accréditation initiale était de 90 %, alors qu'il était 96 % dans le cas des tests de requalification. De plus, le personnel de la CCSN a tenu deux examens à des fins d'accréditation initiale et un test de requalification de RTR, le taux de réussite à ces examens a été de 100 %.

Conformément à la stratégie de référence de vérification de la conformité, le personnel de la CCSN s'est assuré que les titulaires de permis se conformaient aux exigences de la CCSN en effectuant différentes activités de vérification, dont des inspections portant sur les examens à des fins d'accréditation initiale et les tests de requalification. À la lumière de ces activités de vérification, le personnel de la CCSN a conclu que les personnes recommandées pour accréditation sont aptes à remplir leurs tâches.

Organisation du travail et conception des tâches

L'alinéa 12(1) (a) du *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (RGSRN) stipule que les titulaires de permis doivent veiller « à ce qu'il y ait suffisamment de travailleurs qualifiés pour exercer l'activité autorisée en toute sécurité ». Pour se conformer à cette exigence, les titulaires de permis ont établi un effectif minimal par quart, défini dans le guide d'application de la réglementation G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie 1 – Effectif minimal* [3] : « Nombre minimal de travailleurs qualifiés qui doivent être présents en tout temps, pour assurer l'exploitation sûre de l'installation nucléaire et fournir une capacité d'intervention adéquate en cas d'urgence. »

Le nombre de personnes nécessaire pour répondre aux exigences de l'alinéa 12(1)*a*) du RGSRN et leurs qualifications sont particuliers à chacune des centrales nucléaires. L'effectif minimal par quart est déterminé par un exercice systématique d'analyse et de validation qui devient un élément du fondement d'autorisation de chacune des centrales. Une demande a été adressée en 2011 aux titulaires de permis pour qu'ils revoient leur effectif minimal par quart à la lumière du document G-323 [3] afin de s'assurer que le fondement d'autorisation demeure valable. Le personnel de la CCSN examine présentement des renseignements soumis par les titulaires de permis relativement à l'effectif minimal par quart.

Programmes en matière de rendement humain
Les activités de vérification de la conformité n'ont relevé aucune observation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier pour l'année 2011.

Procédures et outils de travail
Les activités de vérification de la conformité n'ont relevé aucune observation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier pour l'année 2011.

Aptitude au travail
En 2011, un examen des documents des titulaires de permis ayant trait à l'aptitude au travail en regard des pratiques exemplaires de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et du secteur nucléaire au Canada a été effectué. Cet examen a révélé que les titulaires de permis avaient en place différentes méthodes d'évaluation en matière d'aptitude au travail, allant d'examens médicaux à des programmes d'observation par les superviseurs, et que les dispositions à ce sujet varient considérablement entre les titulaires de permis. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes dans ce domaine aux centrales nucléaires.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes de gestion du rendement humain aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires.

1A.3 Rendement de l'exploitation

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Rendement de l'exploitation	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Rendement de l'exploitation » comprend un examen global de l'exécution des activités autorisées ainsi que des activités qui contribuent à un rendement efficace. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière. La cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée à une centrale, soit celle de Darlington, soit la même cote que celle attribuée à cette centrale l'année dernière.

Le DSR « rendement de l'exploitation » comprend les domaines particuliers suivants : réalisation des activités autorisées, rendement de la gestion des arrêts, caractère adéquat des procédures, expérience d'exploitation, ainsi que rapports et surveillance des tendances.

Réalisation des activités autorisées
Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel aux centrales nucléaires au Canada en 2011.

L'indicateur de rendement « Nombre de transitoires imprévus » indique le nombre de transitoires imprévus de la puissance du réacteur, quelle qu'en soit la cause, pendant que celui-ci fonctionne et n'est pas en état d'arrêt garanti. Les baisses imprévues de puissance peuvent être un signe de problèmes de fonctionnement de la centrale, et elles peuvent occasionner des contraintes inutiles sur les systèmes.

Le tableau 3 montre le nombre de baisses de puissance survenues à la suite du déclenchement d'un système d'arrêt, d'un recul rapide de puissance (RRP) ou d'une baisse contrôlée de puissance (BCP). Tous les transitoires ont été contrôlés adéquatement, et les baisses de puissance ont été actionnées automatiquement par le système de régulation des réacteurs. La majorité des transitoires imprévus étaient des BCP, celles-ci occasionnant une baisse graduelle de la puissance qui n'entraîne normalement qu'un faible risque additionnel de nuire à l'exploitation d'une centrale. En 2011, dans l'ensemble des centrales nucléaires, la moyenne de l'intervalle entre les arrêts d'urgence (AU) était de 13 300 heures (valeur fondée sur 17 tranches en exploitation). WANO a établi l'objectif de rendement international qui consiste à maintenir le nombre d'AU inférieur à un par 7 000 heures d'exploitation du réacteur. Le rendement des centrales nucléaires au Canada en 2011 dépassait donc cet objectif international puisque le temps de fonctionnement entre chaque AU était près du double du rendement visé. Cependant, la fréquence des AU aux centrales de Bruce-A et de Pickering-A était plus élevée que l'objectif de rendement.

Tableau 3: Nombre de transitoires imprévus en 2011

Centrale	Nombre d'heures d'exploitation	Transitoires imprévus à chaque centrale en 2011				Nombre d'AU par 7 000 heures d'exploitation**
		AU*	RRP*	BCP*	Total	
Bruce-A	15 817	3	0	6	9	1,33
Bruce-B	33 181	0	1	2	3	0,0
Darlington	35 040	1	1	3	5	0,20
Pickering-A	13 980	3	0	6	9	1,50
Pickering-B	28 926	3	0	4	7	0,73
Gentilly-2	6 293	0	0	10	10	0,0
Point Lepreau***	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Toutes les centrales	133 237	10	2	31	43	0,53

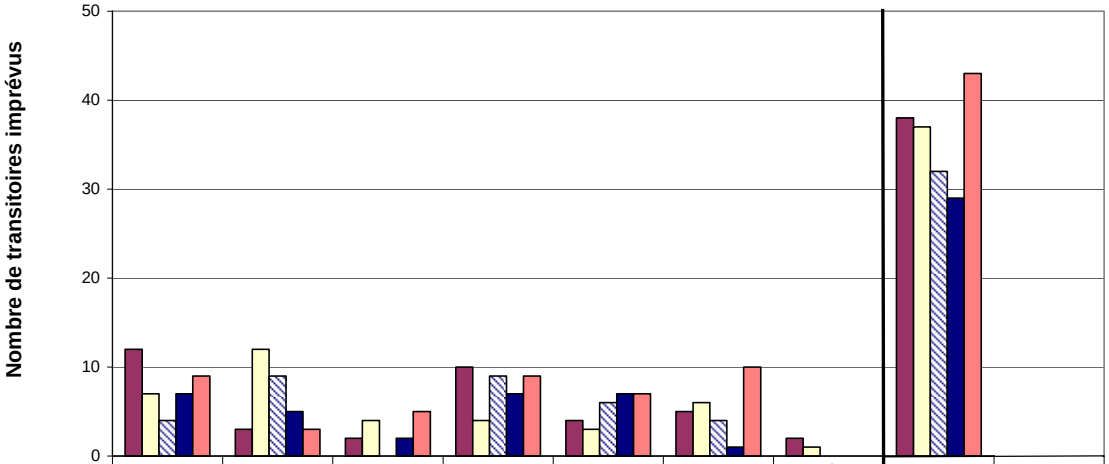
* AU (arrêt d'urgence), RRP (recul rapide de puissance), BCP (baisse contrôlée de puissance)

** L'objectif de rendement international consiste à maintenir le nombre d'arrêts d'urgence (AU) inférieur à un par 7 000 heures d'exploitation.

*** Le combustible a été retiré du réacteur à des fins de réfection.

La figure 2 montre la tendance du nombre de transitoires imprévus pour chacune des centrales et pour l'ensemble des centrales au cours de la période allant de 2007 à 2011. Pour toutes les centrales, le nombre total de transitoires est plus élevé en 2011 qu'au cours des années précédentes à cause d'une augmentation du nombre de BCP.

Figure 2 : Tendance du nombre de transitoires imprévus, par centrale et pour toutes les centrales

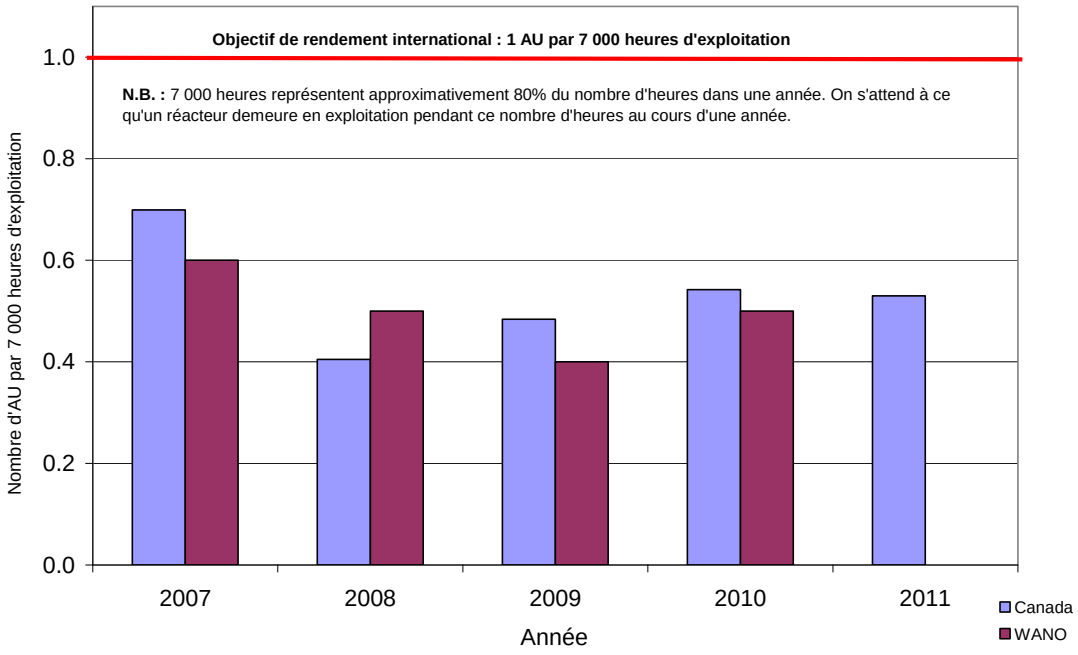


	Bruce-A	Bruce-B	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau	Total	AU*
2007	12	3	2	10	4	5	2	38	0.70
2008	7	12	4	4	3	6	1	37	0.40
2009	4	9	0	9	6	4	s.o.	32	0.48
2010	7	5	2	7	7	1	s.o.	29	0.54
2011	9	3	5	9	7	10	s.o.	43	0.53

* nombre d'arrêts d'urgence (AU) par 7 000 heures d'exploitation

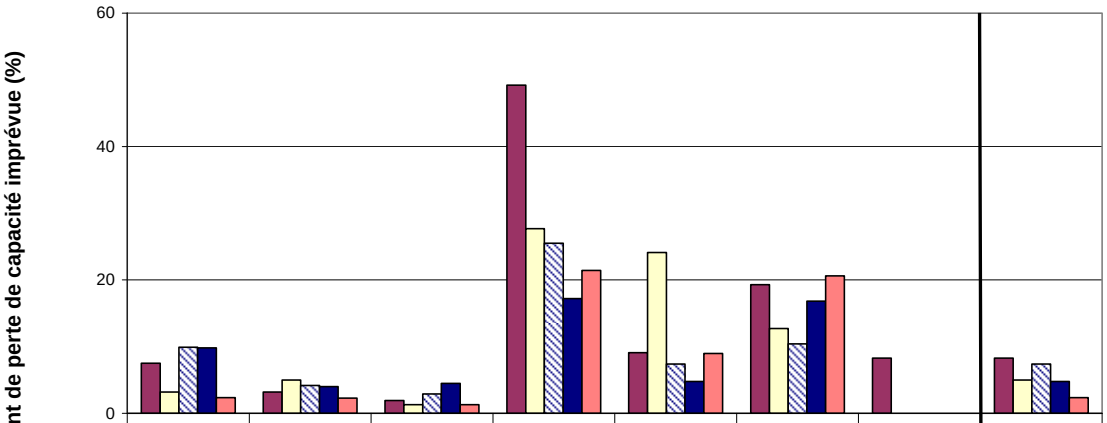
La figure 3 montre le nombre d'arrêts d'urgence (AU) par 7 000 heures d'exploitation du réacteur pour l'ensemble des centrales nucléaires au Canada en comparaison des valeurs internationales correspondantes pour toutes les centrales nucléaires dans le monde, publiées par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO). Cette figure montre que le nombre de ces arrêts aux centrales nucléaires au Canada est inférieur à l'objectif de rendement international qui consiste à maintenir le nombre d'AU inférieur à un par 7 000 heures d'exploitation du réacteur, et que ce résultat se compare favorablement aux données de WANO.

Figure 3 : Tendance du nombre d'AU par 7 000 heures d'exploitation en comparaison des données de WANO



La figure 4 montre les valeurs de l'indicateur de rendement « Coefficient de perte de capacité imprévue » pour la période allant de 2007 à 2011, à chacune des centrales nucléaires au Canada et pour l'ensemble de ces centrales. Cet indicateur représente le pourcentage de la production d'électricité de référence qui n'a pas été généré pendant la période en raison de circonstances imprévues. Il sert à indiquer dans quelle mesure la gestion, l'exploitation et l'entretien d'une tranche permettent d'éviter des arrêts imprévus. On peut observer que pour la plupart des titulaires de permis et pour le secteur de l'énergie nucléaire en général, cet indicateur de rendement demeure toujours relativement faible. Pour l'ensemble du secteur, la médiane est de 2,3 % alors qu'aux centrales de Pickering-A et de Gentilly-2, elle dépasse 20 %.

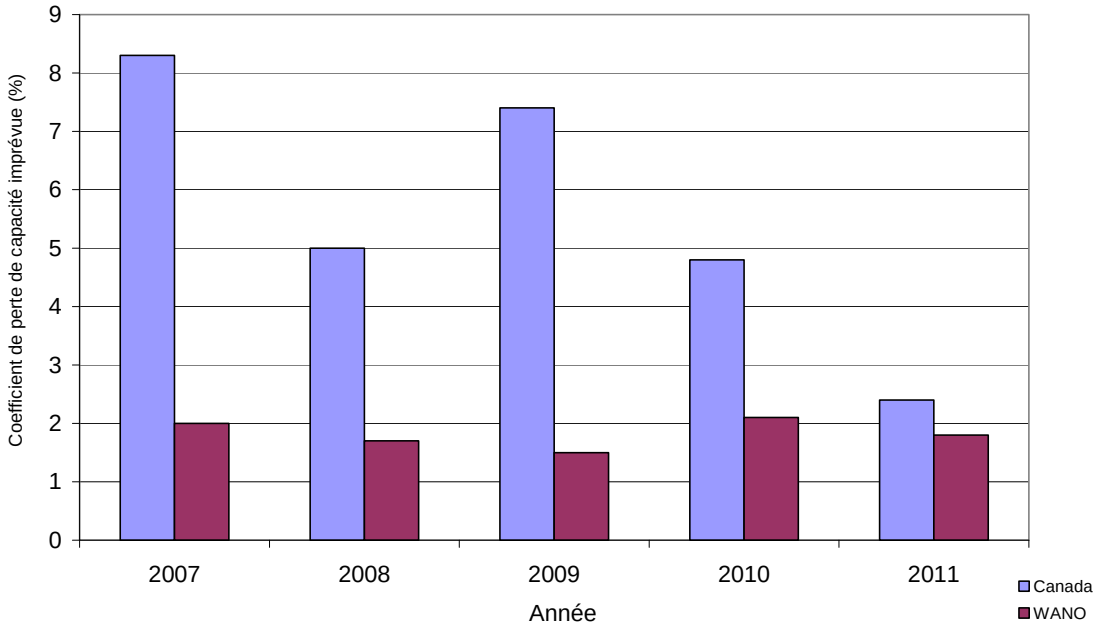
Figure 4 : Détails de la tendance du coefficient de perte de capacité imprévue, par centrale et pour toutes les centrales



	Bruce-A	Bruce-B	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau	Toutes les centrales
2007	7.5	3.2	1.9	49.2	9.1	19.3	8.3	8.3
2008	3.2	5.0	1.3	27.7	24.1	12.7	0.0	5.0
2009	9.9	4.2	2.9	25.5	7.4	10.4	0.0	7.4
2010	9.8	4.0	4.5	17.2	4.8	16.8	0.0	4.8
2011	2.4	2.3	1.3	21.4	9.0	20.6	0.0	2.4

La figure 5 donne les valeurs de ce coefficient pour toutes les centrales nucléaires au Canada en comparaison des valeurs correspondantes pour toutes les centrales nucléaires dans le monde, publiées par WANO. Les valeurs médianes pour les centrales nucléaires au Canada sont plus élevées que celles des centrales dans le monde. Il est cependant important de souligner que depuis 2009, les valeurs pour l'ensemble des centrales nucléaires au Canada ont diminué graduellement, s'approchant de celles de l'ensemble des centrales dans le monde. L'écart qui persiste toujours entre les deux peut être expliqué par les différences entre les technologies des réacteurs en cause, par le nombre de réacteurs dans chacun des groupes de comparaison (17 au Canada par rapport aux 434 servant à établir les valeurs publiées par WANO), ainsi que par l'entretien et la fiabilité de l'équipement des centrales, ces facteurs ayant tous une incidence sur le nombre d'arrêts imprévus et sur le prolongement de la durée des arrêts.

Figure 5 : Tendance du coefficient de perte de capacité imprévue en comparaison des données de WANO



D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN est satisfait du rendement aux centrales nucléaires dans ce domaine.

Rendement de la gestion des arrêts

La gestion des arrêts prévus a été effectuée conformément aux permis d'exploitation et aux procédures des centrales, et les activités entreprises aux centrales nucléaires ont été réalisées de manière sûre, y compris les activités de réfection à la centrale de Point Lepreau.

Des arrêts imprévus se sont produits aux centrales nucléaires au cours de l'année pour différentes raisons, dont une fuite d'eau du système modérateur.

En 2011, les titulaires de permis ont répondu aux attentes de la CCSN relativement à l'exécution et la gestion des travaux en temps d'arrêt et à la sécurité lors des arrêts.

Caractère adéquat des procédures

Les inspections de la CCSN portant sur les activités d'exploitation ont révélé que les titulaires de permis se conformaient aux exigences de la CCSN, à leurs procédures et à d'autres documents pertinents. Ils répondaient également aux attentes de la CCSN à l'égard du caractère adéquat des procédures.

Expérience d'exploitation

Un certain nombre d'événements rapportés à la CCSN ont été jugés d'intérêt public, et ils ont donc été présentés au tribunal de la Commission sous forme de rapports de

notification rapide (RNR). Un sommaire de l'information contenue dans ces rapports est fourni dans les sections particulières aux centrales de la partie 2 du présent rapport. Il convient de souligner que les RNR soumis en 2011 concernaient des événements de faible importance en matière de sûreté.

Les titulaires de permis ont effectué un suivi approprié à la suite des événements, y compris au besoin des analyses des causes fondamentales et la mise en œuvre de mesures correctives. Dans le cas des événements d'importance, l'expérience d'exploitation acquise en mettant en œuvre des mesures de suivi a été partagée au niveau du secteur nucléaire. Ces mesures répondaient aux attentes de la CCSN.

Rapports et surveillance des tendances

Les titulaires de permis de centrales nucléaires se sont conformés aux exigences relatives à la soumission de rapports, énoncées dans le document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1].

Le personnel de la CCSN a jugé que globalement, les titulaires de permis avaient exploité leurs installations de manière sûre et conformément à la LSRN, aux règlements, aux conditions des permis et aux manuels des conditions du permis, et qu'à la centrale de Darlington, le rendement dans ce domaine a surpassé les exigences réglementaires.

1A.4 Analyse de la sûreté

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Analyse de la sûreté	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**

Le DSR « Analyse de la sûreté » a trait à la tenue à jour de l'analyse de la sûreté qui appuie le dossier de sûreté global de chacune des installations. Une analyse de la sûreté est une évaluation systématique des risques potentiels liés à l'exécution d'une activité proposée, ou l'exploitation d'une installation proposée, en tenant compte de l'efficacité des stratégies et mesures de prévention visant à réduire les effets de ces risques. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Le DSR « Analyse de la sûreté » comprend les éléments importants suivants : analyse déterministe de la sûreté, analyse de la robustesse des mesures pour faire face aux cas d'acte malveillant, paramètres d'exploitation sûre (PES), sûreté de la criticité, étude probabiliste de sûreté (EPS), dossiers génériques (DG) et questions de sûreté.

Analyse déterministe de la sûreté

Grosse perte de caloporteur
Le personnel de la CCSN continue de faire le suivi du travail effectué par le secteur nucléaire afin de résoudre les problèmes de sûreté du réacteur CANDU relatifs au coefficient de réactivité dû au vide du caloporteur et aux critères d'acceptation dans le cas de grosses pertes de caloporteur (GPERCA). Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés par le secteur nucléaire à ce chapitre, et il est prévu que ce projet sera terminé en 2013.

Groupe d'experts indépendants sur les critères d'efficacité des systèmes d'arrêt
Vers la fin de 2010, les membres du Groupe de propriétaires de réacteurs CANDU (COG) et le personnel de la CCSN ont entrepris un projet conjoint visant à établir des critères pour démontrer que les systèmes d'arrêt étaient aptes à assurer l'intégrité du combustible et des canaux de combustible advenant différents accidents de dimensionnement, plusieurs d'entre eux étant touchés par le vieillissement du circuit caloporteur primaire. Le groupe d'experts indépendants mis sur pied pour effectuer ce travail a présenté son rapport final en novembre 2011. Il a proposé de nouveaux critères d'acceptation, tant pour l'intégrité du combustible que pour l'intégrité des canaux de combustible, qui diffèrent à certains égards de ceux présentement en usage. Le personnel de la CCSN et le secteur nucléaire examinent actuellement le fondement technique de ces nouveaux critères ainsi que la possibilité de les utiliser à des fins d'autorisation. Le personnel de la CCSN prévoit prendre position relativement à ces nouveaux critères d'ici les premiers mois de 2013.

Protection contre les surpuissances neutroniques
OPG et Bruce Power utilisent la nouvelle méthode d'analyse de la protection contre les surpuissances neutroniques pour évaluer les effets du vieillissement. En mars 2011, le personnel de la CCSN a fait une présentation au tribunal de la Commission pour le mettre au fait de la méthode d'analyse de cette protection utilisée dans le cas des centrales de Bruce-A et de Bruce-B. En 2011, le personnel de la CCSN a examiné les rapports d'étape relatifs à la méthode d'analyse de la protection contre les surpuissances neutroniques. Se fondant sur l'acceptation partielle de la nouvelle méthode, OPG et Bruce Power ont affirmé que les présents seuils de déclenchement de la protection contre les surpuissances neutroniques étaient adéquats pour assurer l'exploitation sûre de leurs centrales. Le personnel de la CCSN terminera son examen des renseignements soumis par OPG et Bruce Power vers la fin de 2012.

Programme d'amélioration des analyses de la sûreté
En 2008, en réponse à une demande de la CCSN en vue d'apporter des améliorations aux pratiques en matière d'analyse de la sûreté, les titulaires de permis de centrales nucléaires ont formé un groupe de travail sous les auspices du COG pour étudier ce sujet. Au début, la portée du programme d'amélioration des analyses de la sûreté se limitait aux travaux de validation des programmes informatiques, au traitement des incertitudes, à la mise à jour des hypothèses d'analyse et à la prise en compte des effets du vieillissement sur les analyses de la sûreté. Plus tard, la portée des travaux du groupe de travail a été élargie

pour inclure la mise en œuvre du document RD-310, *Analyse de la sûreté pour les centrales nucléaires* [4]. Tous les titulaires de permis ont soumis des plans d'amélioration des analyses de la sûreté et des plans de mise en œuvre du document RD-310 [4].

La principale réalisation de ce groupe de travail est un document de principes et de lignes directrices décrivant des règles d'analyse de la sûreté nouvelles et améliorées qui sont également conformes au document RD-310 [4]. Le personnel de la CCSN examine présentement ce document et les analyses pilotes afin de bien comprendre les détails de l'application de la nouvelle méthode d'analyse.

Gestion des accidents graves
Pour atténuer les conséquences des accidents graves, le guide d'application de la réglementation de la CCSN G-306, *Programme de gestion des accidents graves touchant les réacteurs nucléaires* [5] établit que les titulaires de permis doivent définie et mettre en œuvre des mesures visant à (i) prévenir qu'un accident ne dégénère en un événement entraînant des dommages graves au cœur du réacteur, (ii) atténuer les conséquences d'un accident entraînant des dommages graves au cœur du réacteur et (iii) placer, à long terme, le réacteur et la centrale dans un état stable et sûr.

Une fois que le COG élaboré des lignes directrices générales pour la gestion des accidents graves (GAG), les titulaires de permis ont poursuivi l'élaboration et la mise en œuvre de programmes de GAG pour chacune des centrales. Ils ont notamment élaboré des procédures de GAG propres à chaque centrale, mis en place un cadre organisationnel et les installations techniques requises pour permettre d'établir l'organisation responsable de la GAG, de voir à sa dotation et à la formation de l'équipe, d'organiser des exercices et, au besoin, d'apporter des modifications à la conception.

Analyse de la robustesse des mesures pour faire face aux cas d'actes malveillants
À la suite des événements du 11 septembre 2001, les mesures de sécurité aux installations nucléaires ont été renforcées afin de répondre aux exigences du *Règlement sur la sécurité nucléaire* nouvellement modifié et de tenir compte de la révision de l'analyse de la menace de référence effectuée par la CCSN. La menace de référence dont la CCSN tient actuellement compte ne comprend aucun des scénarios d'impact délibéré d'un aéronef. Par conséquent, à la demande de la CCSN, les titulaires de permis ont également entrepris des études détaillées portant sur l'évaluation des conséquences d'événements extrêmes comme l'écrasement d'un gros avion commercial. L'examen de l'information soumise effectué par le personnel de la CCSN a révélé que cette évaluation comportait des lacunes qui devaient être comblées afin de s'assurer que l'analyse est adéquate et de clarifier les conséquences des écrasements d'un gros avion commercial. Des dossiers propres aux sites ont été ouverts pour faire le suivi des questions à résoudre.

En 2011, des fonctions de forçage établies pour les nouvelles centrales nucléaires ont été transmises aux titulaires de permis et représentent les forces d'impact d'un avion, constituant un accident de dimensionnement (AD) ou un accident hors-dimensionnement (AHD). La CCSN a demandé aux titulaires de permis de revoir l'information qu'ils

avaient déjà soumise sur les conséquences de l'impact d'un aéronef à leurs installations et sur les façons d'atténuer ces conséquences; et de démontrer qu'en tenant compte des nouvelles fonctions de forçage, l'analyse était adéquate. Le personnel de la CCSN examine actuellement ces évaluations.

Les paramètres d'exploitation sûre

Le personnel de la CCSN a participé à l'élaboration de la norme CSA N290.15-F10, *Exigences relatives à l'enveloppe d'exploitation sûre des centrales nucléaires* [6], publiée en août 2010. Bien qu'elle soit neutre sur le plan technologique, cette norme couvre les exigences et les lignes directrices pour les centrales CANDU actuelles.

Les titulaires de permis ont atteint des étapes différentes de l'élaboration et de la mise en œuvre d'un programme portant sur les paramètres d'exploitation sûre (PES). OPG, Bruce Power et Énergie NB sont en voie de compléter l'élaboration de leurs programmes. Hydro-Québec a commencé son projet après la publication de la version française de la norme de la CSA N290.15-F10 [6] en février 2011. Le personnel de la CCSN continuera de faire le suivi des progrès réalisés afin d'intégrer définitivement les paramètres d'exploitation sûre au fondement du permis des centrales nucléaires en exploitation.

Sûreté en matière de criticité

Bruce Power est le seul titulaire de permis tenu d'avoir un programme de sûreté en matière de criticité parce qu'on retrouve de l'uranium légèrement enrichi à son site. Le personnel de la CCSN a observé qu'aucun événement d'importance en matière de criticité n'avait eu lieu aux centrales nucléaires au Canada en 2011, et il est satisfait des dispositions prises par Bruce Power à ce chapitre.

Étude probabiliste de sûreté

Tous les titulaires de permis de centrales nucléaires sont tenus d'effectuer une étude probabiliste de sûreté (EPS) conformément à la norme d'application de la réglementation de la CCSN S-294, *Étude probabiliste de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires* [7]. Les titulaires de permis doivent effectuer, revoir de façon périodique et, au besoin, mettre à jour leurs EPS. Les EPS, leurs mises à jour et les méthodes servant à réaliser les EPS sont examinées par le personnel de la CCSN à l'aide de lignes directrices internationales reconnues, afin de s'assurer que les exigences du document S-294 [7] sont respectées.

En 2011, les titulaires de permis ont fait des progrès considérables à toutes les centrales pour se conformer aux exigences du document S-294 [7]. Les activités subséquentes relatives aux EPS ont atteint différentes étapes de réalisation ou font l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN. Ce dernier n'a pas décelé de lacunes dans ce domaine au cours de la période de référence.

Dossiers génériques

Les DG traitent de questions de sûreté importantes, souvent complexes, qui sont communes à plusieurs centrales. Dans le cadre d'un projet global du secteur nucléaire portant sur les questions de sûreté, les centrales nucléaires ont poursuivi leurs efforts visant à régler les dossiers génériques (DG).

Quatre DG étaient ouverts en 2011. Il est prévu que les deux derniers DG, soit les DG 00G01 « Création de vides dans les canaux durant une GPERCA » et 01G1 « Mise à niveau du logiciel de gestion et de surveillance du combustible » seront fermés en 2012. Les deux autres toujours ouverts, soit les DG 95G04 « Incertitude liée à la valeur de la réactivité positive due au vide – comment en tenir compte pour les analyses des GPERCA » et 99G02 « Remplacement des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur utilisés pour les analyses de la sûreté des réacteurs CANDU » seront dorénavant suivis à titre de problèmes de sûreté des réacteurs CANDU. L'annexe C, « Recherche et développement en appui à la réglementation des centrales nucléaires » donne des renseignements sur les DG présentement ouverts.

Puisqu'il est prévu que tous les dossiers génériques seront fermés en 2012, c'est la dernière année pour laquelle des renseignements sur les DG sont intégrés au Rapport sur les centrales nucléaires.

Questions de sûreté

La CCSN a lancé en 2007 un projet visant à réévaluer de façon systématique l'état actuel des questions de sûreté en suspens liées à la conception et à l'analyse de la sûreté des réacteurs CANDU et à servir de complément aux travaux en cours à l'égard des DG. Pour chacune des questions de sûreté cernées, des mesures sont en place pour maintenir des marges de sûreté. Cependant, de la recherche ou des analyses additionnelles sont requises afin de mieux les comprendre et de confirmer que les marges de sûreté sont adéquates. Les questions de sûreté en cause ont été regroupées dans les trois catégories suivantes en fonction de l'importance relative de leur risque.

À la fin de 2011, 13 questions de sûreté (sur un total de 21) nécessitaient toujours d'être évaluées à nouveau; quatre d'entre elles sont liées aux grosses pertes de caloporteur (GPERCA) et les neuf autres portent sur différents sujets.

Le plan de réalisation du projet visant à trouver une solution analytique aux questions portant sur les GPERCA a été publié en mars 2010. Ce plan est de haut niveau, donnant les principales tâches et échéances. Dans le cas des questions de sûreté qui ne sont pas liées au GPERCA, les entreprises du secteur nucléaire proposent de reclasser les questions de sûreté à régler dans des catégories à risque moins élevé en se fondant sur des preuves empiriques et sur les résultats d'analyse. Le personnel de ces entreprises et celui de la CCSN élaborent, surveillent et coordonnent la mise en œuvre du plan visant à reclasser ces questions.

Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés par le secteur nucléaire relativement aux questions de sûreté liées aux GPERCA et aux autres questions de sûreté. L'annexe C donne des renseignements additionnels sur les questions de sûreté.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes d'analyse de la sûreté aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires.

1A.5 Conception matérielle

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Conception matérielle	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**

Le DSR « Conception matérielle » couvre les activités qui ont une incidence sur la capacité des structures, systèmes et composants (SSC) à répondre aux exigences du fondement de leur conception, compte tenu des nouvelles informations devenant disponibles au fil du temps et des changements dans l'environnement externe. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Le DSR « Conception matérielle » comprend les domaines particuliers suivants : conception des composants, qualification de l'équipement, conception et classification des systèmes, gestion de la configuration, facteurs humains dans la conception, robustesse de la conception, contrôle des modifications techniques et caractérisation du site.

Conception des composants

Les activités de vérification de la conformité n'ont relevé aucune observation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier pour l'année 2011.

Qualification de l'équipement

Le but du programme de qualification de l'équipement est de s'assurer que tous les SSC ainsi que l'équipement et les barrières peuvent remplir leurs fonctions de sûreté lorsqu'exposés aux conditions environnementales difficiles pouvant prévaloir à la suite d'accidents de dimensionnement (AD).

Jusqu'à maintenant, des programmes de qualification environnementale (QE) conformes à la norme de la CSA N290.13-F05, *Qualification environnementale des équipements pour les centrales nucléaires CANDU* [8], ont été pleinement mis en œuvre à toutes les centrales nucléaires, sauf à celle de Gentilly-2 et aux tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A. La mise en œuvre du programme de QE est en cours à la centrale de Gentilly-2 et des mesures ont été prises pour résoudre les questions en suspens. La mise en œuvre du programme de QE aux tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A est également en cours et sera terminée avant le redémarrage de ces tranches. Les inspections effectuées aux centrales de Point Lepreau et de Darlington n'ont révélé aucun problème majeur au chapitre de la QE. Ces centrales sont les deux seules où des inspections de la QE ont été effectuées en 2011.

C'est un fait que des difficultés existent en ce qui concerne le maintien de la QE (notamment, la QE des barrières coupe vapeur, la surveillance de la QE en ce qui concerne les conditions des câbles et les problèmes relatifs aux documents en matière de QE), mais il est également reconnu que les titulaires de permis évaluent et apportent des

solutions aux problèmes afin d'assurer l'efficacité de leurs programmes de QE pendant toute la durée de vie de leurs centrales. Dans l'ensemble, le rendement en matière de QE a continué d'être efficace aux centrales nucléaires en 2011.

Conception et classification des systèmes

Contrôle du réacteur, procédé et commande, instruments et dispositifs de commande incluant les logiciels
Les cotes de rendement attribuées aux titulaires de permis en 2011 dans le DSR « Instrumentation et contrôle » reposent sur les efforts déployés pour améliorer l'état des composants détériorés. Le secteur nucléaire a continué de maintenir et d'améliorer la fiabilité des systèmes d'instrumentation et de contrôle par la réalisation de projets de remplacement des composants et l'application d'une stratégie d'entretien.

L'installation d'un comparateur numérique programmable a permis d'améliorer la composante des instruments et dispositifs de commande à la centrale de Point Lepreau. Des projets visant l'installation d'ordinateurs à commande numérique aux centrales de Darlington et de Gentilly-2.

Les inspections et les examens de l'information soumise par les titulaires de permis effectués par le personnel de la CCSN ont révélé que le rendement dans ce domaine particulier était satisfaisant à toutes les centrales au cours de la période de référence.

Les systèmes d'eau de service, incluant les systèmes d'eau de service d'urgence
Les systèmes d'eau de service fournissent de l'eau à basse température. Cette eau sert principalement à des fins de refroidissement, mais également pour remplir d'autres fonctions, comme la lubrification des paliers et des garnitures d'étanchéité des pompes.

Les systèmes d'eau de service alimentent un très grand nombre de composants et systèmes, mais dans la perspective de la sûreté nucléaire, les besoins les plus importants auxquels l'eau de service répond sont ceux liés :

- à l'évacuation d'une partie de la chaleur provenant du cœur du réacteur, p. ex. le refroidissement des échangeurs de chaleur du modérateur et des boucliers d'extrémité
- aux fonctions de refroidissement visant à s'assurer que les systèmes importants pour la sûreté fonctionneront adéquatement (p. ex., les compresseurs d'air d'instrumentation et les refroidisseurs d'air locaux dans les salles des générateurs de vapeur)

Les systèmes d'eau de service ont bien fonctionné à toutes les centrales nucléaires en 2011 et le personnel de la CCSN n'a décelé aucun problème d'importance en matière de sûreté.

Système de distribution électrique
Le système de distribution électrique est un système de soutien critique pour le refroidissement, le contrôle, le confinement et la surveillance du réacteur et de systèmes auxiliaires. Il est conçu de façon à répondre aux exigences élevées des systèmes nucléaires en matière de sûreté et de fiabilité. Il est divisé en quatre catégories correspondant à leur niveau de fiabilité, soit, en ordre décroissant de fiabilité, les barres d'alimentation électrique de catégories I, II, III et IV. Chaque source d'alimentation dispose d'une source d'alimentation électrique indépendante et d'une autre de secours. En plus de ce qui précède, une autre source d'alimentation électrique indépendante est disponible, celle-ci étant le système d'alimentation électrique d'urgence. Ce système est conçu de sorte à fournir une alimentation électrique lors d'événements sismiques.

Les systèmes d'alimentation électrique ont bien fonctionné à toutes les centrales nucléaires en 2011, et aucun problème d'importance en matière de sûreté n'a été décelé. En ce qui a trait au rendement des systèmes d'alimentation électriques, aucun problème de ce genre ne s'est manifesté. Le personnel de la CCSN a cependant signalé des aspects nécessitant des améliorations à certaines centrales, et les titulaires de permis sont en voie de prendre les mesures nécessaires.

Conception de la protection-incendie
Aucun événement d'importance devant être signalé et ayant une incidence sur ces programmes des titulaires de permis et leur mise en œuvre n'a eu lieu au cours de l'année.

Les centrales de Darlington, de Pickering-A, de Pickering-B de même que de Bruce-A et de Bruce-B ont soumis leurs examens du niveau de conformité à la norme de protection contre les incendies, leurs évaluations des risques d'incendie et leurs analyses de la capacité d'effectuer un arrêt sûr en cas d'incendie, et ce, conformément à la norme CSA N293.F07, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU* [9]. Le personnel de la CCSN examine présentement cette information, et il est prévu qu'il terminera ce travail d'ici décembre 2012. Il est prévu que l'application de la norme CSA N293.F07 [9] à la centrale de Gentilly-2 sera terminée d'ici la fin de 2012, l'analyse et la mise à jour du programme de protection-incendie devant l'être avant la fin mars 2012. La centrale de Point Lepreau devrait se conformer à cette norme et résoudre les problèmes de conception hérités d'ici la fin de 2014.

Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes dans la mise en œuvre des programmes de protection-incendie dans l'ensemble des centrales nucléaires en 2011.

Cybersécurité
Le personnel de la CCSN a observé que le secteur nucléaire a continué d'apporter des améliorations à la cybersécurité en effectuant des auto-évaluations et en mettant en œuvre de façon systématique des programmes de cybersécurité. Le personnel de la CCSN est satisfait des progrès réalisés par le secteur nucléaire à ce chapitre.

Gestion de la configuration

La gestion de la configuration est un important programme du DSR « Conception matérielle ». Dans les centrales nucléaires, cette gestion consiste à déterminer et documenter les caractéristiques des SSC (y compris les systèmes informatiques et les logiciels) et à s'assurer que les modifications apportées à ces caractéristiques sont reflétées de manière appropriée dans les documents de la centrale.

Aucun problème d'importance en matière de sûreté n'a été décelé en 2011 dans la mise en œuvre des programmes de gestion de la configuration.

Facteurs humains dans la conception

Le personnel de la CCSN a observé que des améliorations avaient été apportées aux centrales de Gentilly-2 et de Point Lepreau en ce qui a trait à la disponibilité de spécialistes des facteurs humains et à leur participation au processus de conception. Il n'existe pas suffisamment de données dans le cas des centrales de Bruce-A, de Bruce-B, de Darlington, de Pickering-A et de Pickering-B pour que le personnel de la CCSN puisse formuler des commentaires sur le domaine particulier des facteurs humains dans la conception à ces centrales.

Robustesse de la conception

Ce domaine particulier couvre les activités servant à obtenir l'assurance que la conception des systèmes techniques d'une installation nucléaire est suffisamment robuste pour qu'ils puissent résister aux menaces prévues, y compris une protection en cas d'écrasement délibéré d'un avion à l'installation.

À la suite de leur construction, le personnel de la CCSN a analysé la capacité des centrales en exploitation à résister lors de scénarios généraux d'accident d'avion (mettant en cause typiquement un avion à hélices équipé d'un seul moteur). Les analyses ont démontré que, dans le cas des menaces de référence et des scénarios généraux d'accident d'avion, toutes les fonctions de sûreté essentielles (arrêt du réacteur, refroidissement du combustible et confinement) seraient préservées.

Pour ce qui des scénarios crédibles de menaces hors dimensionnement se rapportant à l'écrasement d'un avion commercial, le personnel de la CCSN s'attend à ce qu'au moins deux fonctions de sûreté essentielles soient préservées : l'arrêt du réacteur et le refroidissement du combustible, ou l'arrêt du réacteur et le confinement. Dans le cas des piscines de stockage du combustible usé, on s'attend à ce que la fonction de refroidissement du combustible soit préservée. Le personnel de la CCSN examine présentement les évaluations à ce chapitre.

Des liens étroits existent entre la robustesse de la conception et l'analyse de la robustesse des mesures pour faire face aux actes malveillants. Des renseignements additionnels sur le rendement des centrales nucléaires en ce qui concerne les écrasements délibérés d'avion sont fournis sous la rubrique « Analyse de la robustesse des mesures pour faire face aux cas d'actes malveillants » de la section 1A.4, « Analyse de la sûreté ».

Contrôle des modifications techniques
Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de faiblesses dans l'ensemble des centrales nucléaires relatives aux mesures de contrôle prises afin que les modifications aux SSC soient apportées de manière sûre.

Caractérisation du site
Les activités de vérification de la conformité n'ont relevé aucune constatation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier pour l'année 2011.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes en matière de conception matérielle aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires.

1A.6 Aptitude fonctionnelle

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » couvre les activités qui ont une incidence sur l'état physique des SSC afin de veiller à ce qu'ils demeurent efficaces au fil du temps. Ce DSR comprend les programmes visant à s'assurer que, lorsque les circonstances l'exigent, l'équipement est disponible pour remplir la fonction pour laquelle il a été conçu. La cote moyenne de rendement pour l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière. La cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée à une centrale, soit celle de Darlington, et cette cote est également la même que celle attribuée à cette centrale l'année dernière.

Le DRS « Aptitude fonctionnelle » couvre les éléments importants suivants : entretien, fiabilité, inspections périodiques, gestion du cycle de vie, gestion du vieillissement et inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale.

Entretien
Le document d'application de la réglementation S-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires* [10], définit les exigences relatives aux programmes d'entretien, mettant l'accent sur la gestion des processus. Ce document sera aux conditions des permis d'exploitation au moment de leur renouvellement.

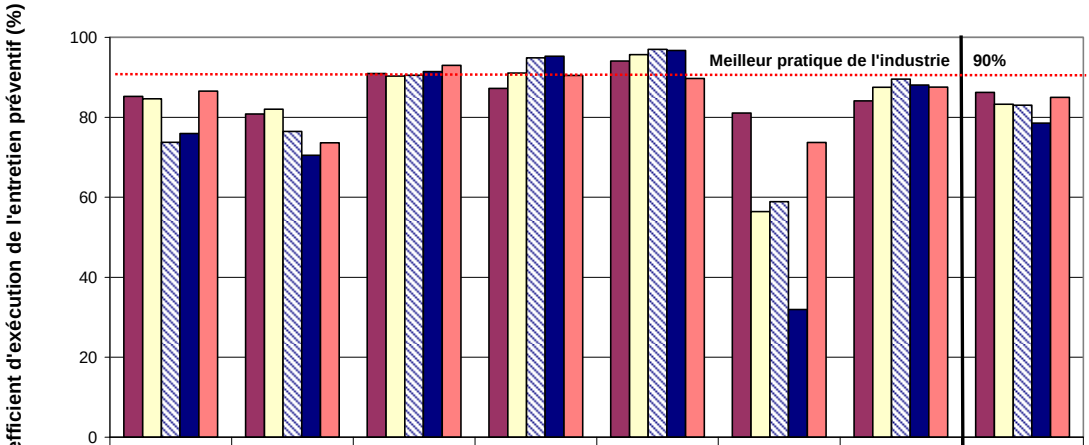
Les inspections de l'entretien effectuées en 2011 n'ont pas révélé de problèmes majeurs. Le personnel de la CCSN surveille de façon régulière plusieurs indicateurs de rendement en matière d'entretien dont le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) et le nombre de travaux d'entretien en attente. Ce nombre donne une indication de l'état physique d'une centrale. Il existera toujours certains travaux en attente attribuables à l'exploitation normale et au vieillissement de l'équipement. Le personnel de la CCSN a néanmoins observé que le nombre de travaux d'entretien en attente a diminué à la plupart

des centrales au cours de l'année 2011. Toutefois, à plusieurs centrales, ce nombre continue d'être plus grand que le nombre reflétant les pratiques exemplaires du secteur nucléaire et le personnel de la CCSN continuera de porter une attention particulière à cette question en 2012.

L'indicateur de rendement CEEP représente le nombre de travaux d'entretien préventif exécutés sur le nombre total de travaux d'entretien correctif et préventif exécutés, ces travaux portant sur l'équipement des systèmes liés à la sûreté. Cet indicateur permet de faire le suivi de l'efficacité du programme d'entretien préventif à minimiser les besoins de travaux d'entretien correctif.

Comme le montre la figure 6, la valeur du CEEP a augmenté en 2011 dans le cas de quatre centrales nucléaires et de l'ensemble des centrales nucléaires, ce qui dénote une amélioration au chapitre de l'exécution des travaux d'entretien préventif faisant l'objet d'une demande de travail. (Les pratiques exemplaires du secteur nucléaire fixent à 90 % et plus l'objectif pour cet indicateur.) La valeur moyenne du CEEP aux centrales de Darlington et de Pickering-A dépassait 90 %, tandis qu'elle atteignait presque ce pourcentage à la centrale de Pickering-B. Les CEEP des centrales de Bruce-A (86, 6 %) et de Point Lepreau (88, 1 %) étaient près de l'objectif que visent les pratiques exemplaires du secteur nucléaire, et ce coefficient à la centrale de Bruce-B (73, 3 %) s'est rapproché de cet objectif. La valeur du CEEP à la centrale de Gentilly-2 s'est améliorée de façon marquée en 2011, doublant presque celle rapportée pour 2010, et elle continue de tendre vers l'objectif des pratiques exemplaires du secteur nucléaire.

Figure 6 : Détails de la tendance du coefficient d'exécution de l'entretien préventif



	Bruce-A	Bruce-B	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau	Toute les centrales
2007	85.2	80.8	90.9	87.2	94.0	81.1	84.1	86.2
2008	84.6	82.0	90.3	91.1	95.7	56.4	87.5	83.3
2009	73.7	76.5	90.5	94.8	97.0	58.9	89.6	83.0
2010	76.0	70.5	91.4	95.3	96.7	31.9	88.1	78.6
2011	86.6	73.7	93.0	90.5	89.7	73.7	87.6	85.0

Le personnel de la CCSN a observé que le CEEP avait été amélioré à la plupart des centrales et particulièrement à la centrale de Gentilly-2 où il a fait un bond important, soit plus de 40 %.

Fiabilité

Les titulaires de permis ont en place des programmes de fiabilité reflétant les exigences du document d'application de la réglementation S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [11], afin de s'assurer que les systèmes importants pour la sûreté répondent à leurs exigences de conception et de rendement avec un niveau de fiabilité acceptable et continueront de le faire tout au long de la vie des installations.

L'indicateur de rendement « Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté » reflète le succès obtenu en effectuant des essais prescrits par des conditions de permis. Il représente la capacité des titulaires de permis à mener à bon terme tous les essais réguliers auxquels les systèmes de sûreté doivent être soumis. Les données pertinentes à cet indicateur de rendement se retrouvent au tableau 4 et à la figure 7. La tendance générale récente reflète une baisse importante du nombre d'omissions d'essais.

Il convient de signaler que le nombre d'omissions d'essais dans l'ensemble des centrales nucléaires ne représente qu'une très petite partie (0, 01 %) du nombre total d'essais sur les systèmes de sûreté que les titulaires de permis doivent effectuer au cours d'une année. Le risque que représente l'omission d'un essai est négligeable puisque, normalement, il sera effectué peu de temps après le moment prescrit. De plus, les systèmes de sûreté en cause sont des systèmes dont la redondance des composants est suffisamment grande pour avoir l'assurance que le système de sûreté continue d'être disponible. Aucune omission d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté n'a eu lieu aux trois centrales suivantes en 2011 : Bruce-B, Darlington et Gentilly-2.

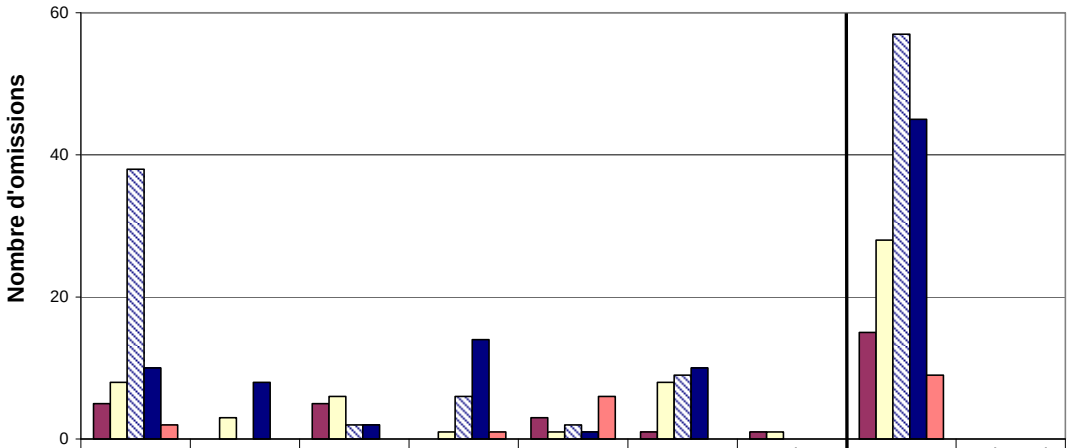
Tel que confirmé par des inspections des systèmes importants pour la sûreté et des examens des rapports des centrales, tous les titulaires de permis se conformaient aux exigences en matière de fiabilité en 2011.

Tableau 4 : Nombre d'omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté en 2011

Centrale nucléaire	Nombre d'essais total	Omissions d'essais prescrits sur les systèmes de sûreté				Essais omis (en %)
		Systèmes spéciaux de sûreté	Systèmes de sûreté en attente	Systèmes fonctionnels liés à la sûreté	Total	
Bruce-A	21 713	0	1	1	2	0,01
Bruce-B	28 845	0	0	0	0	0,00
Darlington	14 400	0	0	0	0	0,00
Pickering-A	14 648	1	0	0	1	0,01
Pickering-B	10 984	2	0	4	6	0,05
Gentilly-2	4 341	0	0	0	0	0,00
Point Lepreau*	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Toutes les centrales	94 931	3	1	5	9	0,01

* Aucun essai n'a été effectué à la centrale Point Lepreau depuis que le combustible a été retiré du réacteur.

Figure 7 : Tendance des omissions d'essais prescrits, par centrale et pour toutes les centrales



	Bruce-A	Bruce-B	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau	Total	% d'essais omis
2007	5	0	5	0	3	1	1	15	0.02%
2008	8	3	6	1	1	8	1	28	0.03%
2009	38	0	2	6	2	9	s.o.	57	0.06%
2010	10	8	2	14	1	10	s.o.	45	0.05%
2011	2	0	0	1	6	0	s.o.	9	0.01%

Inspections périodiques

Les inspections et essais périodiques des SSC des centrales nucléaires CANDU, dont des composants des enveloppes sous pression, des composants de l'enceinte de confinement et des structures de béton de cette enceinte, ainsi que les inspections en service de SSC

importants de la partie conventionnelle des centrales sont des exigences prescrites dans des normes auxquelles les permis d'exploitation font référence.

Les normes de la CSA stipulant les exigences en matière d'inspection périodique et d'essai des composants des centrales nucléaires CANDU sont continuellement en révision et mises à jour afin de refléter l'expérience d'exploitation d'importance, et on demande normalement aux titulaires de permis de faire la transition aux nouvelles normes au moment du renouvellement de leurs permis.

Les titulaires de permis sont tenus de mettre en œuvre et de tenir à jour des programmes d'inspection périodique (PIP) et d'inspection en service couvrant ces éléments, et ceci conformément à une série de normes de la CSA. Ces programmes des titulaires de permis servent à la gestion de l'intégrité structurale des SSC, y compris leur surveillance, l'évaluation de leur aptitude fonctionnelle, les mesures d'atténuation de la détérioration des composants et la détermination des composants détériorés nécessitant d'être réparés, remplacés ou modifiés. Les titulaires de permis effectuent des inspections périodiques et en service afin d'évaluer les effets des conditions d'utilisation sur les SSC de la centrale.

Inspection périodique des composants des centrales
OPG et Bruce Power ont achevé la transition de la version 1994 à la version 2005 de la norme de la CSA N285.4-F09, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU* [12]. Le personnel de la CCSN a accepté les documents du PIP d'OPG, le titulaire de permis s'étant engagé à apporter des modifications particulières aux documents des centrales de Pickering et de Darlington lors de la prochaine révision prévue de ces documents. Bruce Power a soumis ses documents à jour en novembre 2011, et il est prévu que le personnel de la CCSN rendra sa décision sur leur acceptabilité en 2012.

Hydro-Québec est en voie de transition à la version 2005 de la norme de la CSA. Les documents du PIP déjà mis à jour et soumis en 2011 devront cependant être à nouveau modifiés par le titulaire de permis afin de démontrer que ce programme à la centrale de Gentilly-2 est conforme à la version 2005 de la norme. Un échéancier n'a pas été établi pour terminer cette activité et, présentement, le titulaire de permis ne prévoit pas effectuer d'arrêt à des fins d'inspection avant l'arrêt prévu pour les travaux de réfection. Il convient de signaler que des dispositions prises pour tenir compte des observations soulevées lors des inspections concernant plusieurs composants sont valables pour un certain temps. Si l'arrêt aux fins de réfection continue d'être reporté, le titulaire de permis devra peut-être prévoir un arrêt avant que les dispositions actuelles ne viennent à échéance.

Énergie NB poursuit ses efforts de transition visant l'application de la version 2009 de la norme de la CSA. Le titulaire de permis prévoit soumettre la version finale des documents du PIP dans les 90 jours suivant la fin de l'arrêt aux fins de réfection pour s'assurer que le programme mis à jour puisse être accepté par l'agence de réglementation et mis en œuvre à temps pour le premier arrêt prévu à la suite de l'arrêt aux fins de réfection.

Des inspections du circuit caloporteur primaire, des générateurs de vapeur, des canaux de combustibles et des systèmes auxiliaires ont été effectuées conformément à la norme N285.4-F09 [12], mais, à la lumière de celles-ci, le personnel de la CCSN n'a décelé aucune détérioration de composants indiquant que la sûreté nucléaire avait été compromise depuis la dernière inspection.

Inspection périodique des composants du confinement des centrales
De façon générale, le rendement des titulaires de permis est satisfaisant, et ces derniers ont rapporté les résultats des inspections des composants du confinement conformément à la norme CSA N285.5-F08, *Inspection périodique des composants de confinement des centrales nucléaires CANDU* [13], ou les normes de référence qu'ils utilisent, et au document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1].

En 2011, Bruce Power a soumis les résultats des inspections de composants du confinement effectuées en prévision du retour en service de la tranche 2. Conformément à la norme CSA N285.5-F08 [13], Bruce Power et OPG ont soumis un programme de surveillance des collecteurs renforcés par une membrane en plastique des collecteurs des gicleurs aux centrales de Bruce-A, de Bruce-B, de Pickering-A et de Pickering-B. OPG et Énergie NB travaillent actuellement à mettre en œuvre la version 2008 de cette norme, ce qui devrait être terminé d'ici 2012 et 2013, respectivement.

Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes à ce chapitre au cours de la période de référence.

Mise à l'essai et vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales
En 2011, les titulaires de permis de centrale nucléaire ont soumis à la CCSN, pour examen et acceptation, les documents de leur PIP et d'essai des structures de béton de l'enceinte de confinement révisés afin de se conformer à la version 2008 de la norme CSA N287.7 *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires CANDU* [14].

Dans le cas des centrales de Darlington, de Pickering-A et de Pickering-B, le personnel de la CCSN a terminé l'examen détaillé des PIP révisés en fonction de la norme CSA N287.7-F08 et les a jugés acceptables. OPG a également soumis au personnel de la CCSN son plan de gestion du vieillissement des structures de béton de l'enceinte de confinement pour examen et acceptation. Le personnel de la CCSN a terminé son examen et jugé ce plan acceptable.

Dans le cas des centrales de Bruce-A et de Bruce-B, le personnel de la CCSN a mené à bien un examen des documents du PIP révisés pour se conformer à la norme CSA N287.7-F08. Le personnel de la CCSN évalue la réponse de Bruce Power à des commentaires formulés sur ces documents du PIP. Le personnel de la CCSN a également

fourni des commentaires à Bruce Power sur la procédure utilisée pour effectuer des inspections visuelles des structures en béton. Bruce Power est en voie de réviser cette procédure pour tenir compte de ces commentaires.

Les documents du PIP aux centrales de Point Lepreau et de Gentilly-2, préparés conformément à la norme CSA N287.7-F08 [14], sont intégrés au programme de gestion du vieillissement des structures de l'enceinte de confinement. Les titulaires de permis ont soumis pour examen les documents de leur PIP et de leur programme de gestion du vieillissement.

Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes à ce chapitre au cours de la période de référence.

Gestion du cycle de vie / gestion du vieillissement

En 2011, le personnel de la CCSN a examiné et accepté le programme de gestion du vieillissement des structures de béton de l'enceinte de confinement des centrales d'OPG (Darlington, Pickering-A et Pickering-B). Le personnel de la CCSN a examiné le programme de gestion du vieillissement des structures de béton de l'enceinte de confinement des centrales de Bruce-A et de Bruce-B et a fourni des commentaires à ce sujet au titulaire de permis.

Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes à ce chapitre au cours de la période de référence.

Inspections en service de la partie conventionnelle de la centrale

La mise en œuvre d'un programme d'inspection portant sur la partie conventionnelle de la centrale est une nouvelle exigence des permis de toutes les centrales, sauf dans le cas de la centrale de Darlington dont le renouvellement de permis est prévu en 2013.

Le secteur nucléaire élabore une ébauche de norme de la CSA afin d'établir des exigences minimales pour les programmes d'inspection. Cette norme traiterait des exigences d'inspection de la partie conventionnelle de la centrale en ce qui a trait à la surveillance de la condition des systèmes et composants du côté secondaire, qui pourraient avoir une incidence indirecte sur la sûreté nucléaire. Jusqu'à ce que cette norme soit en vigueur, le personnel de la CCSN continuera de surveiller les activités d'inspection de la partie conventionnelle des centrales à l'aide des rapports soumis conformément au processus décrit dans le document S-99 [1].

Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes à ce chapitre au cours de la période de référence.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes en matière d'aptitude fonctionnelle aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires et qu'à la centrale de Darlington, le rendement dans ce domaine allait au-delà des exigences réglementaires.

1A.7 Radioprotection

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Radioprotection	**SA**	**SA**	**ES**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**	**SA**

Le DSR « Radioprotection » couvre la mise en œuvre d'un programme de radioprotection conformément au *Règlement sur la radioprotection*. Ce programme doit permettre de s'assurer que la contamination et les doses de rayonnement reçues soient mesurées et contrôlées. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière. La cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée à une centrale, soit celle de Darlington, et cette cote est également inchangée par rapport à l'année dernière.

Le DSR « Radioprotection » comprend les domaines particuliers suivants : l'application du principe ALARA (le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre), le service de dosimétrie, le contrôle de la contamination et le contrôle des doses aux travailleurs. L'objectif général du programme de radioprotection est de s'assurer que les expositions des travailleurs et des membres du public aux rayonnements sont conformes au principe ALARA, compte tenu des facteurs économiques et sociaux.

Application du principe ALARA

Tous les titulaires de permis de centrales nucléaires ont continué, en 2011, à prendre des mesures pour maintenir les doses reçues par les travailleurs conformes au principe ALARA. Les mesures habituelles d'application de ce principe consistent notamment à utiliser des écrans et de l'équipement de protection individuelle; à utiliser la télédosimétrie; à passer le moins de temps possible en zones radiologiques; à garder une distance maximale par rapport aux sources de rayonnement; à donner de la formation à l'aide de maquettes; ainsi qu'à tenir des séances d'information avant les travaux afin d'accroître l'efficacité des travaux sur le terrain.

Service de dosimétrie

Au cours de la période de référence, tous les titulaires de permis avaient en place un service de dosimétrie autorisé pour mesurer et surveiller les doses reçues par les travailleurs.

Contrôle de la contamination

Tous les titulaires de permis de centrales nucléaires ont continué, en 2011, à prendre des mesures de contrôle de la contamination à leurs installations. La mise en place d'un système de zones radiologiques et d'aires de contrôle de la contamination pour confiner et contrôler la contamination est un exemple de telles mesures. De plus, tous les titulaires ont mis en œuvre un programme de surveillance des lieux de travail pour démontrer que le niveau de contamination est contrôlé. En 2011, aucun événement relatif à la contamination n'a mené au dépassement d'un seuil d'intervention.

Contrôle des doses aux travailleurs

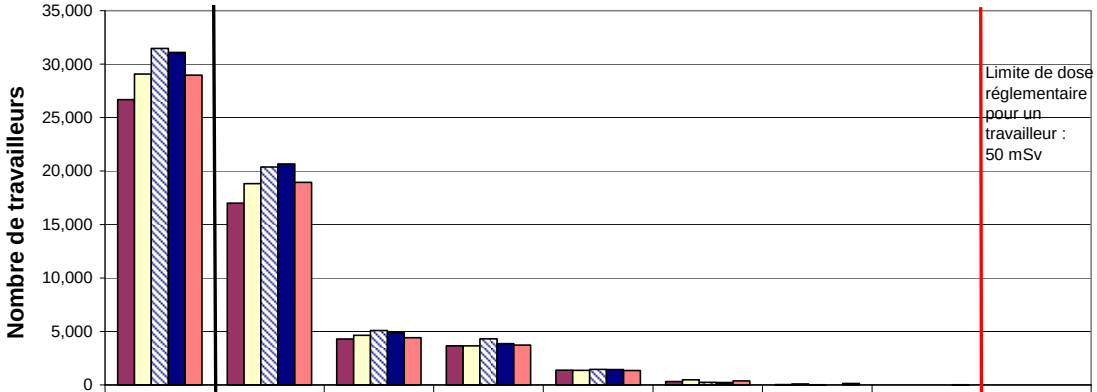
En 2011, tous les titulaires de permis de centrales nucléaires avaient en place un système de contrôle des doses de rayonnement reçues par les travailleurs. Par des inspections et des examens documentaires, le personnel de la CCSN a surveillé l'efficacité des programmes de radioprotection de ces titulaires de permis, y compris la mise en œuvre d'améliorations à long terme relativement à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha, procurant ainsi une assurance que la sécurité des travailleurs continue d'être protégée.

Les limites de dose efficace des travailleurs du secteur nucléaire stipulées dans le *Règlement sur la radioprotection* sont de 50 millisieverts (mSv) par année et de 100 mSv par période de cinq ans. En 2011, aucune exposition au rayonnement dépassant ces limites n'a été rapportée dans le cas des centrales nucléaires.

La figure 8 montre la distribution des doses efficaces annuelles aux travailleurs des centrales nucléaires au Canada pour la période allant de 2007 à 2011. Une analyse de la figure 8 révèle ce qui suit en ce qui concerne l'année 2011 :

- aucune exposition au rayonnement dépassant les limites de dose réglementaires annuelles n'a été rapportée par les centrales nucléaires
- environ 81 % des travailleurs aux centrales nucléaires au Canada ont reçu une dose efficace annuelle inférieure à 1 mSv (la dose limite pour le public)
- vingt travailleurs ont reçu une dose efficace annuelle supérieure à 20 mSv; ces travailleurs ont participé à des activités dans le cadre de travaux radiologiques aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, y compris des activités au cours d'arrêts prévus

Figure 8 : Distribution des doses efficaces annuelles aux travailleurs des centrales nucléaires au Canada, de 2007 à 2011



	Nombre de travailleurs suivis	0	0.01 - 1	1.01 - 5	5.01 - 10	10.01 - 15	15.01 - 20	20.01 - 50	> 50
2007	26,681	17,003	4,298	3,665	1,373	308	33	1	0
2008	29,071	18,822	4,644	3,652	1,367	481	100	5	0
2009	31,469	20,370	5,087	4,308	1,449	241	14	0	0
2010	31,104	20,677	4,901	3,862	1,429	225	9	1	0
2011	28,974	18,939	4,426	3,730	1,351	379	129	20	0

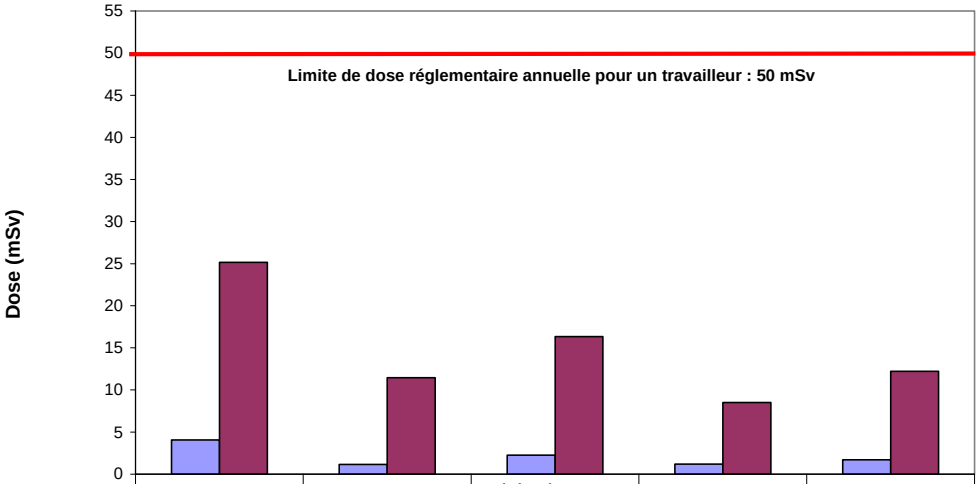
Tranches de doses (mSv)

La figure 9 montre, pour l'année 2011, les moyennes des doses efficaces reçues aux centrales nucléaires au Canada, ces moyennes étant calculées en tenant compte des résultats positifs (supérieurs à zéro), ainsi que la dose efficace maximale à ces travailleurs. Elle montre également que :

- la moyenne des doses efficaces aux travailleurs, tenant compte seulement des résultats positifs, varie de 1,16 à 4,06 mSv
- la dose efficace annuelle la plus élevée reçue par un travailleur est 25,16 mSv; cette dose correspond à environ 50 % de la limite de dose réglementaire pour les travailleurs du secteur nucléaire

L'expression « les résultats positifs » dans le *nota bene* de la figure 9 signifie que les doses moyennes sont calculées en tenant compte seulement des doses supérieures à zéro (résultats positifs). Le niveau minimal rapporté est 0,01 mSv.

Figure 9 : Dose effective moyenne et maximale des travailleurs aux centrales nucléaires au Canada en 2011



	Bruce-A et Bruce-B	Darlington	Pickering-A et Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau
Moyenne	4.06	1.16	2.25	1.20	1.72
Maximale	25.16*	11.47	16.34	8.51	12.22

Dose (mSv)

N.B.: Seuls les résultats positifs servent à calculer la moyenne.

* Le travailleur qui a reçu cette dose annuelle maximale a participé à des activités dans le cadre de travaux radiologiques (activités en temps d'arrêt et autres à des fins de réfection) aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

Les doses efficaces collectives annuelles des travailleurs sont présentées à l'annexe E, « Dose efficaces collectives en 2011 », pour chacune des centrales.

Tous les titulaires de permis ont mis en œuvre et tenu à jour un programme de radioprotection adéquat afin de contrôler les risques radiologiques présents à leurs

installations. Ils ont également déterminé et enregistré les doses reçues par chaque personne qui a effectué des tâches liées aux activités autorisées par leur permis, comme le stipulent les articles 4 et 5 du *Règlement sur la radioprotection*. En 2011, tous les titulaires de permis de centrales nucléaires ont continué d'élaborer et de mettre en œuvre des améliorations à la partie de leur programme de radioprotection portant sur la surveillance et le contrôle du risque lié à la contamination alpha, de sorte à ce qu'il reflète les attentes de la CCSN et les pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Il est prévu que les améliorations du programme de radioprotection auront été mises en place par tous les titulaires de permis d'ici la fin de 2012.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes de radioprotection aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires, et qu'à la centrale de Darlington, le rendement dans ce domaine allait au-delà des exigences réglementaires.

1A.8 Santé et sécurité classiques

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Santé et sécurité classiques	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Santé et sécurité classiques » porte sur la mise en œuvre d'un programme de gestion des risques pour la sécurité sur les lieux de travail et de protection du personnel et de l'équipement. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière. La cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée à trois centrales, soit celles de Bruce-A, de Bruce-B et de Darlington, la même cote que celle attribuée à ces centrales l'année dernière.

Les DSR « Santé et sécurité classiques » comprend les domaines particuliers suivants : conformité avec le code du travail applicable, surveillance interne et gestion des dangers, et fréquence et gravité des accidents.

Conformité aux codes du travail applicable

Tous les titulaires de permis de centrales nucléaires se sont conformés aux articles pertinents du *Code canadien du travail* et des lois provinciales applicables pendant la période de référence.

Tenue des lieux et gestion des dangers

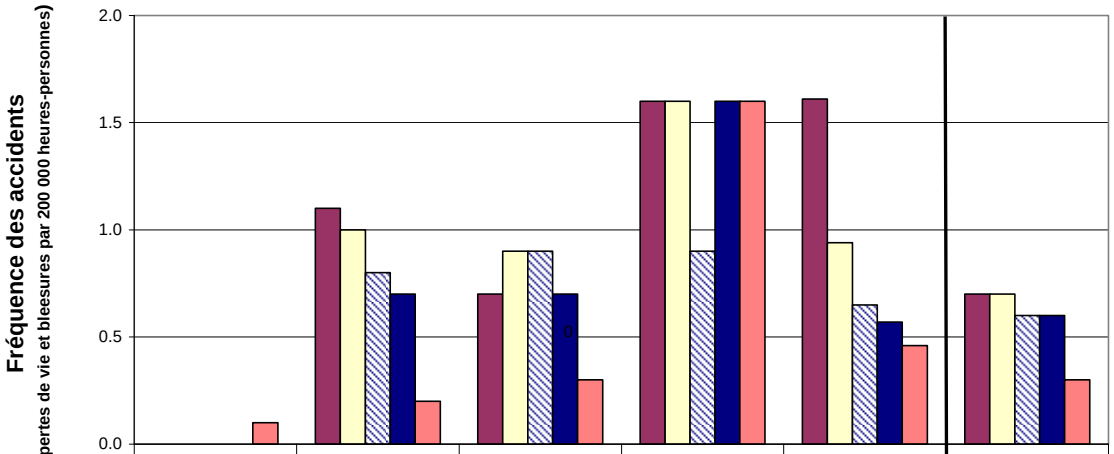
De façon générale, la plupart des titulaires de permis de centrales nucléaires ont respecté les exigences en matière de surveillance interne et de gestion des dangers. Cependant, le personnel de la CCSN a décelé des lacunes aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et OPG s'attache actuellement à corriger ces problèmes.

Fréquence et gravité des accidents

La « fréquence des accidents » et la « gravité des accidents » sont deux paramètres qu'utilise la CCSN pour évaluer l'efficacité du programme de santé et de sécurité classiques. La fréquence des accidents est une mesure du nombre de mortalités et de blessures (occasionnant des jours perdus ou nécessitant des soins médicaux) dues à des accidents à une centrale par 200 000 heures-personnes (approximativement 100 années-personnes) travaillées à la centrale. Le taux de gravité des accidents est une mesure du nombre total de jours perdus en raison d'accidents par 200 000 heures-personnes.

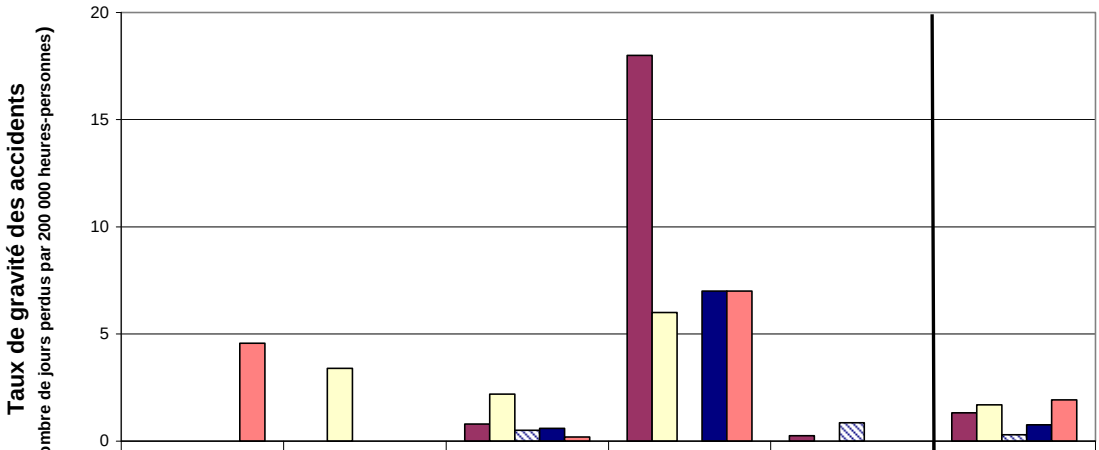
Les valeurs des indicateurs de rendement « fréquence des accidents » et « gravité des accidents » pour les centrales et l'ensemble des centrales nucléaires sont présentées aux figures 10 et 11 respectivement. La fréquence des accidents était très faible et sa tendance était à la baisse à la plupart des centrales nucléaires et pour l'ensemble de celles-ci. La fréquence des accidents pour l'ensemble des centrales a diminué, passant de 0,6 en 2010 à 0,3 en 2011. La fréquence des accidents la plus basse a été enregistrée aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B où elle s'établissait à 0,1. La gravité des accidents pour l'ensemble des centrales a augmenté, en 2011, principalement à cause d'une augmentation de ce taux aux centrales de Bruce-A, de Bruce-B et de Gentilly-2. Dans le cas des centrales de Bruce Power, cette hausse était due à deux blessures entraînant des jours perdus. L'augmentation de la gravité des accidents à la centrale de Gentilly-2 était due principalement à plusieurs blessures survenues pendant le trimestre au cours duquel l'arrêt de la centrale a eu lieu. Le taux de gravité des accidents le plus bas – soit de zéro - a été enregistré aux centrales de Darlington et de Point Lepreau.

Figure 10 : Détails de la tendance de la fréquence des accidents, par centrale et pour toutes les centrales



	Bruce-A et Bruce-B	Darlington	Pickering-A et Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau	Toutes les centrales
2007	0.0	1.1	0.7	1.6	1.6	0.7
2008	0.0	1.0	0.9	1.6	0.9	0.7
2009	0.0	0.8	0.9	0.9	0.7	0.6
2010	0.0	0.7	0.7	1.6	0.6	0.6
2011	0.1	0.2	0.3	1.6	0.5	0.3

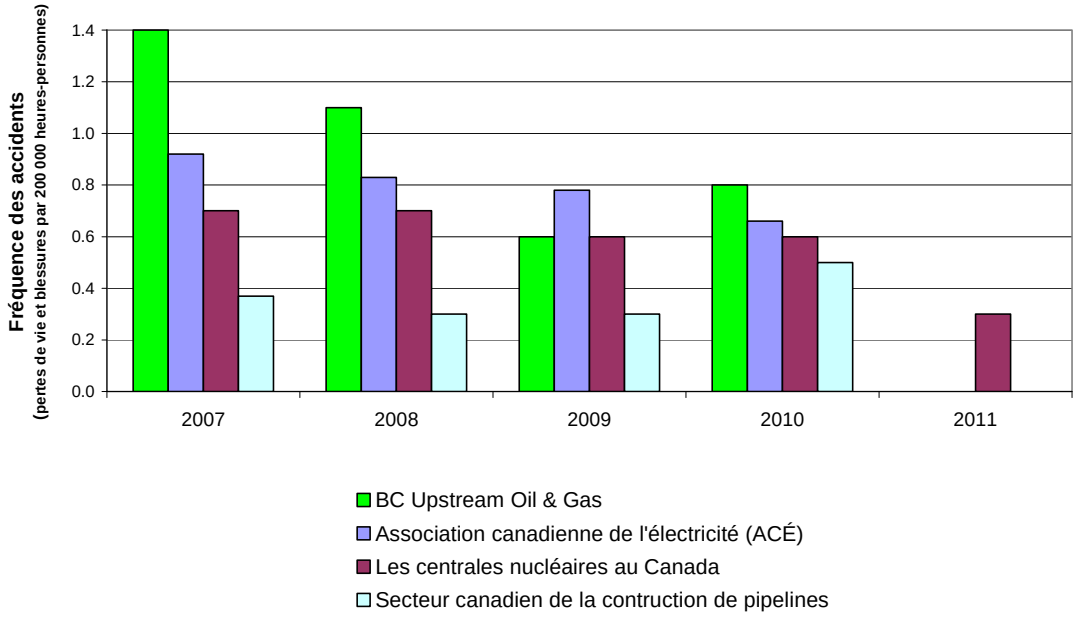
Figure 11 : Détails de la tendance du taux de gravité des accidents, par centrale et pour toutes les centrales



	Bruce-A et Bruce-B	Darlington	Pickering-A et Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau	Toutes les centrales
2007	0.0	0.0	0.8	18.0	0.3	1.3
2008	0.0	3.4	2.2	6.0	0.0	1.7
2009	0.0	0.0	0.5	0.0	0.9	0.3
2010	0.0	0.0	0.6	7.0	0.0	0.8
2011	4.6	0.0	0.2	7.0	0.0	1.9

La figure 12 montre les valeurs de la fréquence des accidents aux centrales nucléaires au Canada pour la période allant de 2007 à 2011 par comparaison avec celles d'autres entreprises du secteur de l'énergie au Canada. Les entreprises ayant servi à la comparaison comprennent des membres de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) ainsi que des entreprises de l'industrie pétrolière et gazière en amont (Colombie-Britannique) et de l'industrie canadienne de la construction des pipelines de transport. Cette comparaison montre que les exploitants de centrales nucléaires au Canada ont maintenu la fréquence des accidents à leurs centrales à un niveau relativement faible par comparaison avec d'autres secteurs industriels au Canada. Ce résultat témoigne de l'efficacité des programmes de santé et sécurité classiques aux centrales nucléaires pour ce qui est de réduire le nombre d'accidents entraînant des blessures.

Figure 12 : Détails de la tendance de la fréquence des accidents dans différents secteurs industriels au Canada



Le personnel de la CCSN a observé que la fréquence des accidents dans l'ensemble des centrales nucléaires a diminué, alors que la gravité des accidents a augmenté. Le personnel de la CCSN a conclu que de manière générale, dans l'ensemble des centrales nucléaires, le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques » était efficace, et que les titulaires de permis s'attachaient à remédier aux lacunes décelées.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes de santé et de sécurité classiques aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires, et qu'aux centrales de Bruce-A, de Bruce-B et de Darlington, le rendement dans ce domaine surpassait les exigences réglementaires.

1A.9 Protection de l'environnement

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-A	Bruce-B	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
Protection de l'environnement	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Protection de l'environnement » porte sur les programmes visant à détecter, à contrôler et à surveiller tous les rejets de substances radioactives ou dangereuses émanant des installations ou provenant d'activités autorisées, ainsi que leurs effets sur l'environnement. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, la même que l'année dernière.

Le DSR « Protection de l'environnement » comprend les domaines particuliers suivants : système de gestion environnementale, dose estimative au public, évaluation des risques environnementaux, contrôle des effluents et des émissions (rejets), et surveillance environnementale.

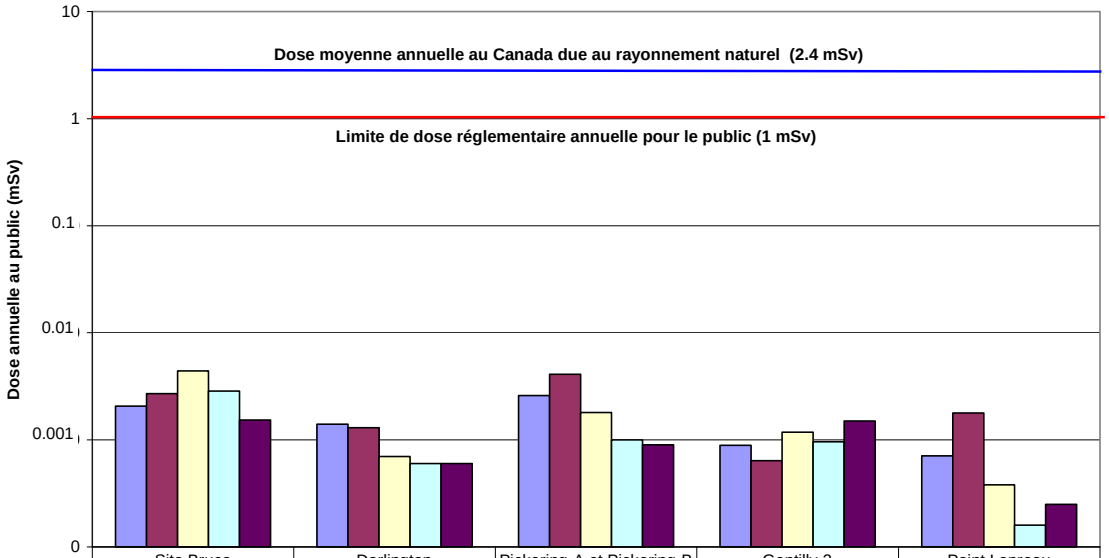
Système de gestion environnementale

Les activités de vérification de la conformité n'ont relevé aucune constatation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier pour l'année 2011.

Dose estimative au public

La figure 13 donne, pour chacune des centrales nucléaires au Canada, la dose au public à en ce qui a trait à la fois aux émissions atmosphériques et aux rejets d'effluents liquides pour la période allant de 2007 à 2011. Elle montre que ces doses sont grandement inférieures à la limite de dose réglementaire pour le public de 1 mSv, et qu'elles sont négligeables par comparaison avec la dose de rayonnement que les Canadiens reçoivent de sources naturelles (2,4 mSv). Elle fait également voir que, pour la plupart des centrales, la dose au public pour l'année 2011 est inférieure ou égale aux doses pour la période 2007 à 2010.

Figure 13 : Comparaison de la dose à la population due aux centrales nucléaires, 2007 à 2011



	Site Bruce	Darlington	Pickering-A et Pickering-B	Gentilly-2	Point Lepreau
2007	0.0021	0.0014	0.0026	0.0009	0.0007
2008	0.0027	0.0013	0.0041	0.0006	0.0018
2009	0.0044	0.0007	0.0018	0.0012	0.0004
2010	0.0029	0.0006	0.0010	0.0010	0.0002
2011	0.0015	0.0006	0.0009	0.0015	0.0003

Dose annuelle (mSv)

Évaluation des risques environnementaux

En 2011, OPG a soumis l'étude d'impact environnemental et les documents techniques à l'appui de l'évaluation environnementale préalable dans le cadre du projet proposé de réfection et d'exploitation continue de la centrale de Darlington. Le personnel de la CCSN examine présentement ces documents.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets), et surveillance environnementale

Les figures 14 et 15 montrent les valeurs des émissions atmosphériques et des effluents pour 2011. Il convient de souligner qu'une échelle logarithmique est utilisée pour permettre une comparaison directe entre les différents radionucléides. Les titulaires de permis établissent des seuils d'intervention qui sont fixés à 10 % des limites opérationnelles dérivées (LOD). Ces limites se trouvent dans chacun des permis d'exploitation de même qu'à l'annexe E du présent document, « Limites opérationnelles dérivées (LOD) aux centrales nucléaires au Canada ». L'atteinte d'un de ces seuils signifierait qu'une partie du programme de protection environnementale du titulaire de permis n'est plus efficace et qu'il est nécessaire que des mesures particulières soient prises et signalées à la CCSN. Toutefois, les rejets qui excèderaient les LOD demeureraient bien inférieurs aux limites réglementaires. En 2011, tous les rejets étaient bien inférieurs aux seuils d'intervention et presque négligeables par comparaison avec les limites réglementaires.

Figure 14 : Rejets atmosphériques de radionucléides des centrales nucléaires au Canada en 2011

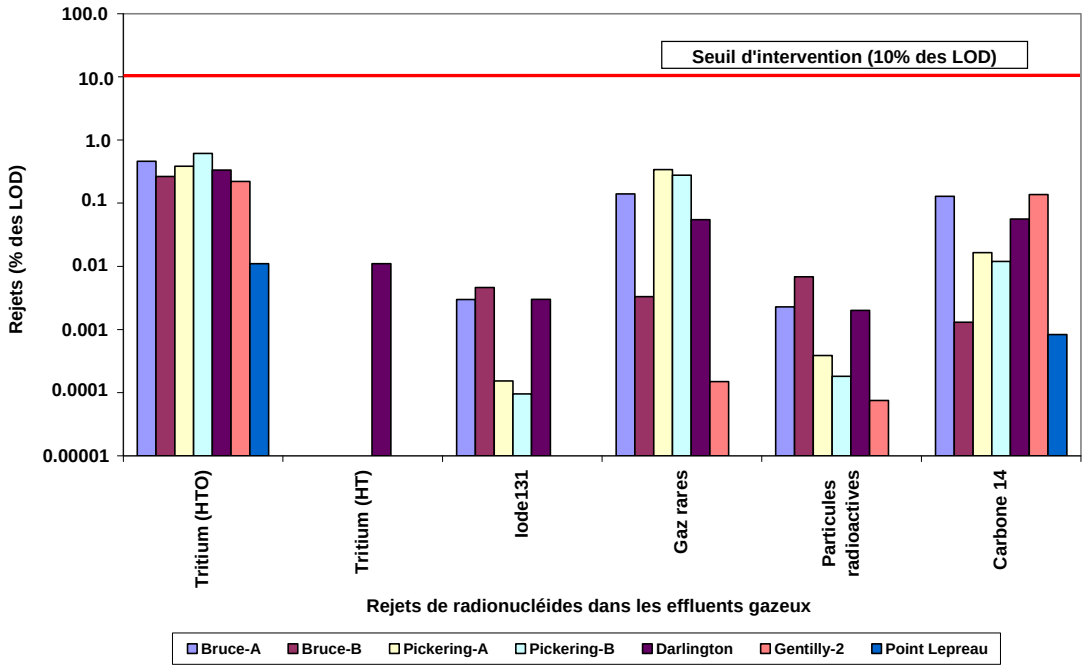
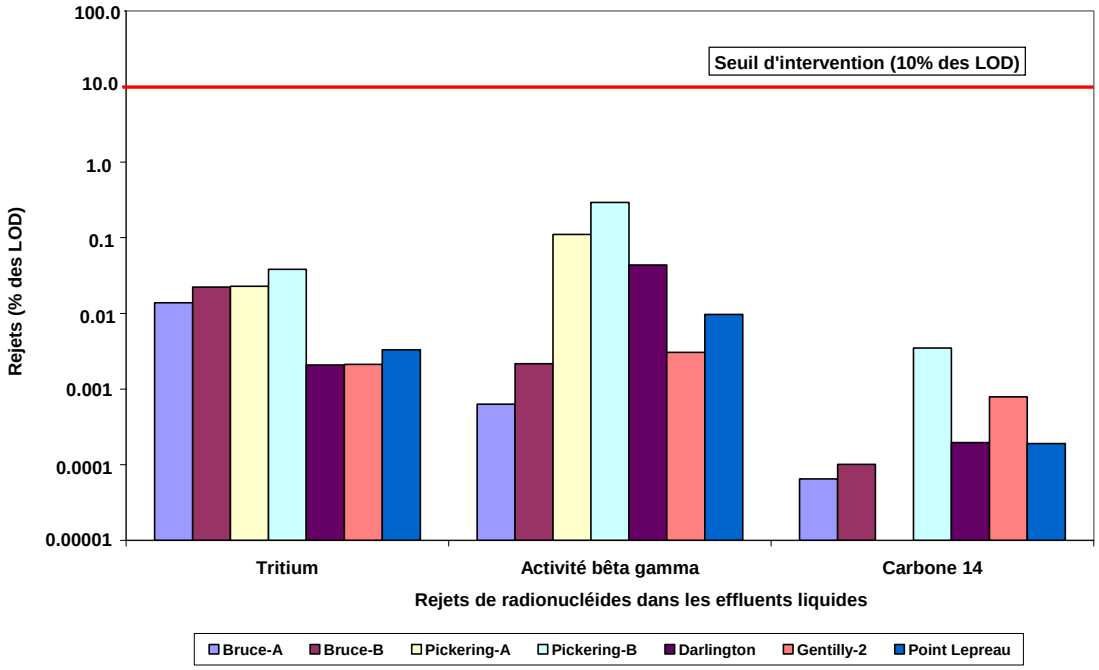


Figure 15 : Rejets aquatiques de radionucléides des centrales nucléaires au Canada en 2011



D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes de protection environnementale aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires.

1A.10 Gestion des urgences et protection-incendies

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » porte sur les plans des mesures d'urgence et les programmes de préparation aux situations d'urgence mis en place pour faire face aux urgences radiologiques, nucléaires et conventionnelles. Il porte également sur tout résultat au chapitre de la participation aux exercices durant l'année. En ce qui a trait au domaine particuliers « Protection et lutte contre les incendies », seul le rendement de l'organisation chargée des interventions en cas d'incendie est pris en compte pour le présent DSR; les questions de conception sont traitées à la section 1A.5 « Conception matérielle ». Selon les données recueillies et les observations faites lors des inspections effectuées par la CCSN, la cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » comprend les domaines particulier suivants : gestion des urgences nucléaires, intervention en cas d'urgence classique, continuité des opérations, ainsi que protection et lutte contre les incendies.

Gestion des urgences nucléaires
À la lumière des résultats des inspections et des observations recueillies lors des exercices d'urgence menés au cours de l'année, le personnel de la CCSN a conclu que, pour l'ensemble des centrales, il n'y avait pas de lacunes d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier.

Intervention en cas d'urgence classique
Les activités de vérification de la conformité n'ont relevé aucune observation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier pour l'année 2011.

Continuité des opérations
Afin de répondre à leurs exigences relatives à la continuité des opérations, les titulaires de permis du secteur nucléaire ont élaboré des plans d'intervention en cas de pandémie. Ces plans donnent l'assurance que suffisamment de personnel et de ressources seront disponibles pour permettre de poursuivre les opérations en cas de grippe pandémique. En 2011, le personnel de la CCSN a examiné le plan d'intervention en cas de pandémie d'un titulaire de permis et l'a jugé satisfaisant pour assurer la continuité des opérations.

Protection et lutte contre les incendies.
Les titulaires de permis de centrales nucléaires aux Canada ont continué, en 2011, à maintenir et à améliorer leur capacité d'intervention en cas d'incendie à leurs installations respectives. Cette aptitude a été évaluée en fonction des attentes définies par les critères réglementaires énoncés dans les permis d'exploitation et les manuels des conditions du permis (MCP). Les programmes d'intervention en cas d'incendie ont été maintenus par la mise en œuvre de programmes de formation et d'exercices. Particulièrement dans le cas de la centrale de Point Lepreau, des efforts ont été déployés tout au long de l'année 2011 pour améliorer la capacité, la formation et le rendement de l'équipe d'intervention en cas d'urgence dont la cote avait été abaissée à « inférieur aux attentes » pour l'année 2010. Le personnel de la CCSN a surveillé étroitement l'efficacité des mesures correctives prises à ce chapitre dans le cadre de ses activités régulières de réglementation liées à la remise en service de la centrale. À la suite des améliorations apportées par le titulaire de permis, la cote « satisfaisant » a été attribuée au DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » à la centrale de Point Lepreau pour l'année 2011.

Le personnel de la CCSN a conclu qu'en 2011, toutes les centrales nucléaires en exploitation au Canada ont continué d'avoir en place des programmes de préparation aux situations d'urgence et de protection contre les incendies pleinement développés et conformes aux normes du secteur nucléaire et aux attentes de la CCSN en matière de rendement.

Le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, les titulaires de permis de centrales nucléaires maintiennent et mettent en œuvre des programmes de gestion des urgences qui sont exhaustifs et bien documentés à leurs installations, et que ces programmes répondentent aux exigences réglementaires.

1A.11 Gestion des déchets

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Gestion des déchets	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Gestion des déchets » porte sur les programmes internes de gestion déchets qui font partie des activités d'exploitation de l'installation jusqu'à ce que ces déchets en soient retirés. Il porte également sur la planification en vue du déclassement éventuel de l'installation. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Le DSR « Gestion des déchets » comprend les domaines particuliers suivants : minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets, stockage et traitement des déchets, et plan de déclassement.

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets
Lors des inspections réalisées en 2011, le personnel de la CCSN a décelé des aspects mineurs du programme de minimisation, de ségrégation et de caractérisation des déchets qui nécessitaient des améliorations. Ces lacunes n'avaient cependant pas d'incidence sur l'efficacité générale du programme. Le personnel de la CCSN juge que les mesures prises aux centrales nucléaires pour assurer une mise en œuvre efficace de leurs programmes de gestion des déchets sont satisfaisantes.

Stockage et traitement des déchets
Au cours de la période de référence, le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes de conformité d'importance à ce chapitre dans l'ensemble des centrales nucléaires.

Plan de déclassement
Le déclassement comprend les mesures prises dans l'intérêt de la santé, de la sûreté et de la sécurité et de l'environnement au moment de mettre hors service de façon permanente une installation ou un site autorisé et de le rétablir dans un état final prédéterminé.

Conformément au *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I*, tous les titulaires de permis de réacteur de puissance doivent avoir en place en tout temps un plan de déclassement acceptable qui décrit en détail comment le déclassement de l'installation nucléaire sera effectué. Ce plan doit être tenu à jour et révisé à l'intérieur d'un cycle de cinq ans ou à la demande du tribunal de la Commission ou d'une personne autorisée par

celui-ci. Cette révision vise à intégrer au plan l'expérience opérationnelle, les progrès technologiques et les changements aux hypothèses de la planification.

Le personnel de la CCSN a observé que les plans de déclassement de toutes les centrales nucléaires au Canada sont demeurés valides et à jour en 2011. Tous ces plans ont aussi été révisés au cours des cinq dernières années, conformément aux exigences réglementaire.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes de gestion des déchets aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires.

1A.12 Sécurité

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Sécurité	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Sécurité » couvre les programmes que les titulaires de permis doivent mettre en œuvre pour respecter les exigences de sécurité stipulées dans les règlements, dans leurs permis, dans les ordres ou les énoncés d'attentes s'appliquant à l'installation ou à l'activité visée. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, la même que l'année dernière. La cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée à deux centrales, soit celles de Bruce-A et de Bruce-B, soit la même cote que celle attribuée à ces centrales l'année dernière.

Le DSR « Sécurité » comprend les domaines particuliers suivants : installations et équipements, contrôle d'accès, formation, exercices et manœuvres, et force d'intervention nucléaire.

La cote « satisfaisant » a été attribuée au DSR « Sécurité » à la plupart des centrales, la cote « pleinement satisfaisant » ayant été attribuée aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, ces cotes étant demeurées inchangées par rapport à l'année dernière. Dans l'ensemble, le rendement dans le DSR « Sécurité » s'est amélioré dans l'ensemble des centrales nucléaires en 2011.

Installations et équipements
Le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble des centrales nucléaires, le rendement à ce chapitre a été efficace en 2011.

Contrôle d'accès
Les inspections effectuées ont confirmé que les programmes de cote d'accès au site étaient conformes aux exigences et attentes réglementaires. Dans l'ensemble des centrales nucléaires, on se conformait aux exigences du *Règlement sur la sécurité nucléaire*.

Formation, exercices et manœuvres

Au cours des exercices visant à évaluer le rendement, la CCSN a continué d'utiliser les services de l'Unité canadienne d'adversaires tactiques pour jouer le rôle d'un adversaire crédible dans le cadre de scénarios sûrs, réalistes et présentant un défi.

Le programme continuera d'évoluer de sorte à s'assurer que les exercices d'évaluation demeurent à jour et pertinents, et que tous les aspects du système de protection physique (détection, délai et intervention) sont mis à l'essai et évalués de manière réaliste.

Force d'intervention nucléaire

À la suite des activités de vérification de la conformité effectuées au cours de la période de référence, le personnel de la CCSN n'a aucune observation d'importance à signaler à l'égard de ce domaine particulier.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes de sécurité aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires, et qu'aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, le rendement dans ce domaine surpassait les exigences réglementaires.

1A.13 Garanties

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Garanties	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Garanties » couvre les programmes nécessaires pour respecter avec succès les obligations découlant de l'accord sur les garanties conclu entre le Canada et l'AIEA. La cote moyenne de rendement de l'ensemble des centrales nucléaires dans ce DSR est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même cote que l'année dernière.

Le DSR « Garanties » se rapporte à un système d'inspections et de vérifications effectuées par l'AIEA pour déterminer dans quelle mesure les pays se conforment à leurs obligations aux termes de l'accord sur les garanties conclu avec l'AIEA. Le Canada a conclu cet accord conformément à ses obligations à titre de signataire du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* [15]. L'accord sur les garanties entre le Canada et l'AIEA vise à fournir, chaque année, au Canada et à la communauté internationale, l'assurance de la part de l'AIEA que toutes les matières nucléaires déclarées sont utilisées de façon pacifique et qu'elle n'a trouvé aucune indication de matières ou d'activités nucléaires non déclarées. La CCSN est l'autorité gouvernementale responsable de l'application de cet accord.

Les constatations et les conclusions de l'AIEA sur la situation dans son ensemble au Canada sont présentées au Bureau des gouverneurs de l'AIEA dans un rapport intitulé *Rapport de la mise en œuvre en matière de garanties*. L'AIEA a terminé son évaluation

des centrales nucléaires au Canada pour l'année 2011, et le résultat général est positif pour toutes les centrales.

Afin que les exigences en matière de garanties soient respectées aux centrales, la CCSN exige que les titulaires de permis mettent en place un programme et des procédures appropriées pour s'assurer que les mesures de garanties puissent être mises en œuvre efficacement et conformément aux obligations du Canada. Ces exigences sont décrites dans la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires,* le permis d'exploitation des installations (et le manuel des conditions du permis [MCP], le cas échéant) et les documents d'application de la réglementation de la CCSN. En ce qui concerne le DSR « Garanties », le personnel de la CCSN évalue les programmes et procédures des titulaires de permis et leur mise en œuvre afin de déterminer le degré de conformité aux conditions des permis.

La CCSN a publié en 2010 le document d'application de la réglementation RD-336, *Comptabilisation et déclaration des matières nucléaires* [16], et un document d'orientation connexe. Ce document d'application de la réglementation vise à assurer l'uniformité de la tenue des dossiers et de la préparation des rapports sur les matières nucléaires, requises en vertu des obligations internationales du Canada, et il définit les exigences relatives à une comptabilisation exacte et normalisée des inventaires et des déplacements de matières nucléaires. Des réunions externes ont eu lieu avec les titulaires de permis en août et décembre 2011 pour les aider à se conformer pleinement d'ici au 1er juillet 2012, date à laquelle la mise en œuvre des exigences du document RD-336 doit être terminée dans toutes les centrales nucléaires.

Le personnel de la CCSN a observé à toutes les centrales nucléaires que le rendement au chapitre de la soumission en temps opportun des rapports de comptabilisation des matières nucléaires était particulièrement bon, que des efforts importants avaient été déployés pour se conformer pleinement aux exigences du document RD-336 [16], et que des progrès importants avaient été réalisés sur ce dernier point.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes en matière de garanties aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires.

1A.14 Emballage et transport

Domaine de sûreté et de réglementation	Cote de rendement							
	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly-2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Emballage et transport	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA

Le DSR « Emballage et transport » porte sur les programmes liés à l'emballage et au transport sûrs des substances nucléaires et des appareils à rayonnement, à destination et en provenance de l'installation autorisée. La cote moyenne de rendement de l'ensemble

des centrales nucléaires dans ce domaine est « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même cote que l'année dernière.

Les substances nucléaires provenant des centrales nucléaires sont transportées à l'aide d'emballages qui répondent aux exigences réglementaires de la CCSN et, dans certains cas, la conception des emballages a été homologuée par la CCSN. Les envois les plus courants sont ceux de substances contaminées par des matériaux radioactifs sous forme liquide ou solide, d'échantillons contenant des substances nucléaires et d'eau lourde tritiée.

Conformément au *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses* (RTMD) [17], les titulaires de permis de centrales nucléaires doivent mettre en place des programmes de formation appropriés pour les personnes participant à la manutention et au transport de substances dangereuses, et ils doivent émettre un certificat de formation à ces personnes.

Pour toute expédition de substances nucléaires provenant de leurs sites, les titulaires de permis de centrales nucléaires doivent également se conformer aux exigences du *Règlement sur l'emballage et le transport de substances nucléaires* (RETSN) et du RTMD [17]. Le RETSN s'applique à l'emballage et au transport des substances nucléaires, y compris la conception, la production, l'utilisation, l'inspection, l'entretien et la réparation de l'emballage et des colis, ainsi qu'à la préparation, à l'envoi, à la manutention, au chargement, à l'acheminement, au stockage en cours de transport, à la réception au point de destination finale et au déchargement des colis.

En 2011, tous les titulaires de permis de centrales nucléaires ont préparé et conservé des documents démontrant que l'emballage servant au transport de substances nucléaires répondait aux exigences du RETSN et du RTMD. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de lacunes dans ce domaine.

Selon l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que dans l'ensemble, la mise en œuvre des programmes d'emballage et de transport aux centrales nucléaires répondait aux exigences réglementaires.

1B – Rendement des centrales

La présente section est divisée par centrale, et pour chacune d'elles, on y trouve les cotes attribuées au rendement pour chaque domaine de sûreté et de réglementation (DSR). Les cotes de rendement reflètent la mesure, selon le jugement du personnel de la CCSN, dans laquelle les programmes des titulaires de permis répondent aux exigences et aux attentes réglementaires et aident à préserver la santé et la sécurité des Canadiens, à protéger l'environnement et à respecter les obligations internationales du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire.

Les cotes de rendement en matière de sûreté ont été déterminées en suivant une approche en fonction des risques pour intégrer les constatations tirées des inspections de type I et de type II, des événements devant être déclarés, des examens documentaires, ainsi que des progrès réalisés pour répondre aux mesures d'application de la loi prises par le personnel de la CCSN.

La présente partie du rapport ne contient pas d'information sur les domaines particuliers des DSR pour lesquels aucune observation d'importance ne découle des activités de vérification de la conformité.

1B.1 Bruce-A et Bruce-B

Aux fins du présent rapport, les centrales de Bruce-A et de Bruce-B sont regroupées parce qu'un même exploitant, Bruce Power, détient un permis d'exploitation pour chacune d'elles et y applique des programmes communs. La mise en œuvre de ces programmes pouvant varier d'une centrale à l'autre, le rendement des centrales de Bruce-A et de Bruce-B est donc évalué séparément.

Seules les tranches 3 et 4 étaient en exploitation à la centrale de Bruce-A en 2011. La réfection des tranches 1 et 2 était presque terminée, et le redémarrage des deux tranches est prévu vers le milieu de 2012. Les quatre tranches de la centrale de Bruce-B étaient en exploitation.

Le tableau 5 montre les cotes de rendement en matière de sûreté attribuées aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B pour l'année 2011. Les cotes « satisfaisant » ou « pleinement satisfaisant » ont été attribuées à tous les DSR. La cote « pleinement satisfaisant » a été attribuée à deux DSR : « Santé et sécurité classiques » et « Sécurité ». Le calcul de la cote d'un DSR donné a été fait au moyen des cotes individuelles attribuées à chacun des domaines particulier de ce DSR. La cote

intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B en 2011. Aucun travailleur et aucun membre du public n'ont reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et tous les rejets radiologiques ont été bien inférieurs aux limites réglementaires et aux seuils d'intervention des centrales.

Bruce Power a signalé les événements selon les exigences du document S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1] et a effectué un suivi approprié, dont des analyses des causes fondamentales, et mis en place des mesures correctives au besoin. Bruce Power s'est également conformée pendant l'année aux conditions de permis relatives aux obligations internationales du Canada en matière de garanties.

À la lumière de ces observations et des évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que les centrales de Bruce-A et de Bruce-B ont été exploitées de manière sûre en 2011.

Tableau 5 : Cotes de rendement des centrales de Bruce-A et de Bruce-B pour l'année 2011

Domaines de sûreté et de réglementation	Cote de rendement		Moyenne des centrales
	Bruce-A	Bruce-B	
Système de gestion	**SA**	**SA**	**SA**
Gestion du rendement humain	**SA**	**SA**	**SA**
Rendement de l'exploitation	**SA**	**SA**	**SA**
Analyse de la sûreté	**SA**	**SA**	**SA**
Conception matérielle	**SA**	**SA**	**SA**
Aptitude fonctionnelle	**SA**	**SA**	**SA**
Radioprotection	**SA**	**SA**	**SA**
Santé et sécurité classiques	**ES**	**ES**	**SA**
Protection de l'environnement	**SA**	**SA**	**SA**
Gestion des urgences et protection-incendie	**SA**	**SA**	**SA**
Gestion des déchets	**SA**	**SA**	**SA**
Sécurité	**ES**	**ES**	**SA**
Garanties	**SA**	**SA**	**SA**
Emballage et transport	**SA**	**SA**	**SA**
Cote intégrée de la centrale	**SA**	**SA**	**SA**

1B.1.1 Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Système de gestion
Les permis d'exploitation des centrales de Bruce-A et de Bruce-B exigent la conformité à la norme CSA N286-F05, *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires* [2]. Le personnel de la CCSN a vérifié que Bruce Power se conformait à cette norme et prêtait une attention particulière à la mise en œuvre d'un programme d'assurance de la qualité (AQ) adéquat.

Conformément aux exigences de la norme N286-F05 [2], les fournisseurs de biens et de services doivent mettre en œuvre un programme d'AQ adéquat. Bruce Power fait appel aux services du CANDU Procurement Audit Committee (CANPAC) et du Nuclear Procurement Issues Committee (NUPIC) pour vérifier ces fournisseurs et pour évaluer les programmes d'assurance ou de gestion de la qualité qu'ils ont en place. Le personnel de la CCSN a examiné les documents de Bruce Power ayant trait à la surveillance des activités du CANPAC et du NUPIC et n'a pas décelé de lacunes à ce chapitre.

Organisation et gestion des changements
Bruce Power continue d'apporter des améliorations à la mise en œuvre de sa structure organisationnelle comportant des gestionnaires des domaines fonctionnels. Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II afin d'évaluer cette mise en œuvre et a conclu que les rôles et responsabilités de ces gestionnaires répondaient aux exigences et que le processus lui-même était appliqué efficacement. Les problèmes soulevés relativement aux exigences en matière de système de gestion ont été réglés de façon appropriée par Bruce Power au cours de l'année.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du système de gestion aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B répondait aux exigences réglementaires.

1B.1.2 Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Formation du personnel
Le personnel des centrales de Bruce-A et de Bruce-B était en nombre suffisant dans chaque domaine d'emploi pertinent. Il a reçu la formation adéquate et il possède les connaissances et compétences requises pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire.

Accréditation du personnel, examen d'accréditation et test de requalification
Les programmes d'examens d'accréditation et de tests de requalification répondaient aux exigences relatives à l'accréditation initiale des travailleurs et au renouvellement de leur accréditation. Aucun problème d'importance en matière de sûreté n'a été décelé dans ce DSR aux deux centrales. Le processus et les procédures d'accréditation du personnel ont

été jugés adéquats, dans l'ensemble, bien que des problèmes aient été décelés au chapitre de la formation sur le tas. Pour Bruce Power, le taux de réussite global aux tests de requalification était de 96 %, alors qu'il était de 97 % dans le cas des examens à de fins d'accréditation initiale.

Programme en matière de rendement humain
Le personnel de la CCSN a examiné le rapport de validation des procédures en cas d'incidents anormaux de Bruce Power, et il a décelé des problèmes relativement à l'analyse systématique des événements nécessitant le plus de ressources. Bruce Power continuera de prendre en compte les écarts décelés afin de s'assurer que l'effectif minimal par quart est adéquat en tout temps pour faire face à tous les événements crédibles.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion du rendement humain répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.1.3 Rendement de l'exploitation

Le DSR « Rendement de l'exploitation » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Réalisation des activités autorisées
Les activités d'exploitation de Bruce Power sont régies par leur document « Ligne de conduite pour l'exploitation, document auquel on fait référence dans les permis d'exploitation des centrales Bruce-A et Bruce-B. Ce document stipule comment doivent être effectués l'exploitation, l'entretien et les modifications des systèmes des centrales afin de maximiser la sûreté nucléaire et de maintenir le risque pour le public à un niveau assez faible pour être acceptable. Les centrales de Bruce-A et de Bruce-B ont toutes deux été exploitées de manière sûre en 2011. Leur exploitation était conforme à la ligne de conduite pour l'exploitation, et la puissance des réacteurs a été maintenue à l'intérieur des limites prescrites dans les permis d'exploitation.

À la centrale de Bruce-A, trois déclenchements imprévus de réacteur et six baisses contrôlées de puissance ont eu lieu, mais aucun recul de puissance n'a été enregistré, tandis qu'à la centrale de Bruce-B, un recul de puissance et deux baisses de puissance ont eu lieu, mais aucun déclenchement imprévu n'a été enregistré. Le personnel de la CCSN a vérifié que lors de chacun de ces événements, le personnel de Bruce Power avait suivi les procédures approuvées, fait enquête sur les raisons des transitoires aux centrales ou les avait évaluées et avait pris des mesures correctives appropriées. Les reculs de puissance et les baisses de puissance ont été contrôlés adéquatement, et l'abaissement de la puissance a été actionné automatiquement par le système de régulation du réacteur.

Rendement de la gestion des arrêts
Cinq arrêts forcés ont eu lieu à la centrale de Bruce-A tandis que deux arrêts de ce type ont eu lieu à la centrale de Bruce-B. Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à ces deux centrales. De façon générale, le déroulement des arrêts, la sûreté et la gestion des travaux répondaient aux exigences. Un arrêt planifié a eu lieu à la centrale de Bruce-A, soit celui de la tranche 3, et quatre ont eu lieu à la centrale de Bruce-B, soit ceux des tranches 5 à 8.

Bruce Power a mené à bien tous les arrêts avec succès et a répondu aux exigences relatives à la vérification de l'état d'arrêt garanti (EAG). Le personnel de la CCSN a vérifié et confirmé que les conditions de l'EAG avaient été respectées et que leur application répondait aux exigences et était conforme aux procédures en matière de sûreté des réacteurs. Dans l'ensemble, les doses reçues pendant les arrêts ont été inférieures aux objectifs fixés selon le principe ALARA.

Expérience d'exploitation
Le programme d'expérience d'exploitation (OPEX) de Bruce Power répondait aux exigences réglementaires. Cependant, le personnel de la CCSN a observé en effectuant ses inspections que le partage d'information entre les centrales nécessite d'être amélioré, et il a recommandé que Bruce Power examine ses procédures à ce chapitre afin de s'assurer que l'information au sujet des événements soit partagée entre les centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

Le personnel de la CCSN a jugé que Bruce Power a exploité les centrales de Bruce-A et de Bruce-B de manière sûre et conformément à la LSRN, aux règlements et aux conditions des permis et des manuels des conditions du permis (MCP).

1B.1.4 Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Analyse déterministe de la sûreté
En vertu du document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1], une mise à jour du rapport de sûreté doit être soumise dans les trois ans suivant le dernier rapport. Le rapport de sûreté de la centrale de Bruce-A a été mis à jour en 2012 et celui de la centrale de Bruce-B l'a été en 2011. Le *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I* exige que les titulaires de permis de centrale nucléaire soumettent à la CCSN, à des fins d'examen, une description des structures, systèmes et composants de leurs installations dans les parties 1 et 2 du rapport de sûreté. En 2009, Bruce Power a soumis à la CCSN les parties 1 et 2 des rapports de sûreté des centrales de Bruce-A et de Bruce-B. La prochaine mise à jour de ces parties est prévue en 2012.

Étude probabiliste de sûreté

Bruce Power a réalisé des progrès au chapitre de la conformité aux exigences du document d'application de la réglementation de la CCSN S-294, *Études probabilistes de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires* [7]. Le personnel de la CCSN a examiné et accepté la méthode d'étude probabiliste de sûreté (EPS) soumise par Bruce Power. Il examine maintenant les rapports relatifs à l'EPS soumis par Bruce Power en décembre 2011.

En plus de ce qui précède, Bruce Power examinera à nouveau son dossier de sûreté en raison de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi. Cet exercice comprendra un examen de l'ensemble des conditions et des cas pris en compte dans la partie de l'EPS portant sur l'évaluation des événements externes.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'analyse de la sûreté répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.1.5 Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conception des composants

Bruce Power a confirmé que les SSC des centrales de Bruce-A et de Bruce-B importants pour la sûreté et la sécurité nucléaires continuaient de se conformer aux exigences du fondement de la conception dans tous les états d'exploitation.

Qualification de l'équipement

Le personnel de la CCSN a effectué un nombre d'inspections de type II portant sur le DSR « Conception matérielle », dont des inspections axées sur la mise en œuvre et l'efficacité à long terme du programme de qualification environnementale (QE), du contrôle des modifications techniques et du système de distribution électrique. Ces inspections n'ont révélé aucun problème d'importance en matière de sûreté.

La mise en œuvre du programme de qualification environnementale (QE) est terminée aux tranches en exploitation (tranches 3 et 4) de la centrale de Bruce-A et à la centrale de Bruce-B (tranches 5 à 8). La mise en œuvre de ce programme aux tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A est en cours et sera terminée avant le redémarrage de ces deux tranches.

Selon l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de conception matérielle répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.1.6 Aptitude fonctionnelle

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Entretien

Le rendement du programme d'entretien est demeuré satisfaisant aux deux centrales de Bruce Power. Le nombre de travaux d'entretien en attente et le vieillissement des composants constituent les deux plus grands défis en ce qui concerne le bon fonctionnement des systèmes et l'état des centrales. Les inspections de l'entretien n'ont pas révélé de problèmes majeurs. Cependant, le personnel de la CCSN a observé que le nombre de demandes de travail au chapitre de l'entretien facultatif n'avait pas diminué de façon importante, et il a conclu que les retards sur les travaux d'entretien pourraient être réduits. Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) à la centrale de Bruce-A était de 87 %, soit au-dessus de la valeur moyenne du secteur nucléaire qui se situe à 85 %, alors qu'il était de 74 % à la centrale de Bruce-B, donc inférieur à cette moyenne. L'exécution de l'entretien préventif est un aspect qui nécessite des améliorations. Le personnel de la CCSN continuera de concentrer ses efforts sur cet aspect et de faire un suivi des mesures correctives prises par Bruce Power afin de vérifier si elles permettent de réduire, comme prévu, les retards accusés au chapitre des travaux d'entretien.

Fiabilité

Le programme de fiabilité mis en œuvre par Bruce Power continuait de répondre aux exigences réglementaires stipulées dans le document d'application de la réglementation de la CCSN S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [11].

Inspections périodiques

Des programmes en matière d'aptitude fonctionnelle sont en place aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B pour assurer l'intégrité des tubes de force, des tuyaux d'alimentation et des générateurs de vapeur. Bruce Power inspecte et fait des essais des SSC sous pression et des SSC de confinement conformément aux programmes d'inspections périodiques (PIP) des centrales et aux normes pertinentes de la CSA. Dans le cadre du projet de remise en service des tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A, le personnel de la CCSN a évalué si le PIP se conformait à ces normes, et il a conclu que les activités que propose Bruce Power pour tenir compte des questions qu'il a soulevées étaient satisfaisantes. Le personnel de la CCSN examine actuellement les autres évaluations de la conformité des PIP qui ont trait à la soumission des résultats des inspections. Aucune détérioration importante de l'enveloppe sous pression n'a cependant été décelée au cours des inspections menées en 2011.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme relatif à l'aptitude fonctionnelle répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.1.7 Radioprotection

Le DSR « Radioprotection » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière pour ce qui est de la centrale de Bruce-B, mais cette cote constitue une amélioration par rapport à l'année dernière dans le cas de la centrale de Bruce-A.

D'après l'évaluation des constatations relatives à ce DSR, le personnel de la CCSN juge que Bruce Power a protégé de façon adéquate la santé et la sécurité des personnes contre le rayonnement ionisant aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

Contrôle de la contamination et contrôle des doses aux travailleurs
Aucune dose n'a dépassé une limite de dose réglementaire, un seuil d'intervention ou une limite de dose administrative en 2011. En réponse à un rejet de tritium survenu en 2010, Bruce Power a acheté et installé aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B vingt moniteurs de tritium dans l'air munis d'un dispositif d'alarme afin d'améliorer la surveillance des rejets de tritium. Les procédures d'intervention ont également été améliorées.

En 2011, le personnel de la CCSN a effectué une inspection des améliorations apportées au programme de radioprotection, et l'équipe d'inspection n'a constaté aucun problème ayant une importance pour la sûreté ni aucune non-conformité réglementaire. Elle a cependant relevé des améliorations possibles à l'égard de la clarté des exigences du programme de dépistage du personnel. Bruce Power s'est engagée à apporter des améliorations additionnelles à ce chapitre en se fondant sur l'OPEX pertinente et sur une comparaison des pratiques exemplaires dans les installations nucléaires qui ont en place un programme éprouvé de surveillance de la contamination alpha.

Le personnel de la CCSN a continué de surveiller les améliorations à long terme du programme de radioprotection de Bruce Power relativement à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha. Il est prévu que Bruce Power terminera la mise en œuvre de ces améliorations d'ici la fin de 2012. Les données sur les doses reçues aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B en 2011 se trouvent à la section 1A.7 et à l'annexe D.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de radioprotection répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.1.8 Santé et sécurité classiques

Le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classique » aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B surpassait les exigences et les objectifs pertinents de la CCSN, et la cote « pleinement satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conformité aux codes du travail applicables
Les conditions aux centrales nucléaires de Bruce-A et de Bruce-B étaient conformes aux codes du travail applicables.

Surveillance interne et gestion des dangers
La surveillance interne et la gestion des dangers aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B répondaient de façon générale aux exigences de la CCSN, mais on a remarqué que certaines améliorations pourraient être apportées à la surveillance interne.

Fréquence et gravité des accidents
Le taux de fréquence des accidents aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B pour l'année 2011 est de 0,1, une hausse par rapport à l'année 2010 alors qu'elle était nulle (zéro). De plus, le taux de gravité des accidents à ces centrales au cours de cette année a atteint 4,6 alors qu'il était aussi nul (zéro) en 2010. Ce changement est dû à deux accidents qui ont entraîné des jours perdus. Le taux de fréquence des accidents le plus faible, soit de 0,1, a été enregistré aux centrales de Bruce-A et de Bruce, un taux 67 % inférieur à la moyenne de toutes les centrales. Ce faible taux de fréquence est le résultat d'un programme de santé et de sécurité classiques très efficace à ces centrales. Les définitions du « taux de gravité des accidents » et de la « fréquence des accidents » sont données à la section 1.A.8.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu qu'aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, la mise en œuvre du programme de santé et de sécurité classiques surpassait les exigences réglementaires.

1B.1.9 Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Dose estimative à la population
Pour l'année 2011, on a rapporté une dose au public de 0,0015 mSv due aux installations sur le site de Bruce (c'est-à-dire, les centrales de Bruce-A et de Bruce-B, l'installation centrale d'entretien et de lavage, l'installation de gestion des déchets Western et le réacteur déclassé de la centrale de Douglas Point), ce qui demeure bien en deçà de la limite de dose réglementaire.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)
Les nouvelles limites opérationnelles dérivées (LOD) de Bruce Power sont fondées sur la méthode prescrite dans la norme CSA N288.1, *Guidelines for calculating derived release limits for radioactive material in airborne and liquid effluents for normal operation of nuclear facilities* [18] qui comprend des calculs de dose, des paramètres pertinents et un modèle mis à jour. Les LOD correspondent à des rejets à l'environnement qui n'entraîneront pas des doses annuelles au public plus grandes que la limite réglementaire

de 1 mSv. Les rejets de matières nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés inférieurs aux LOD et aux seuils d'intervention mensuels.

Dans ce DSR, on a observé des problèmes liés à des déversements d'hydrazine. Le personnel de la CCSN a déterminé que Bruce Power avait pris des mesures appropriées pour régler ces problèmes. Il prêtera une attention particulière aux mesures d'atténuation prises par Bruce Power, de même qu'aux activités qu'elle mène pour surveiller, corriger et prévenir des lacunes à ce chapitre à l'avenir. La poursuite intentée par Environnement Canada à la suite des déversements d'hydrazine survenus au cours des dernières années aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B est toujours devant les tribunaux.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de protection de l'environnement répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.1.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Gestion des urgences nucléaires et intervention en cas d'urgence classique
Le personnel de la CCSN a effectué une inspection d'un exercice du plan général des mesures d'urgence de Bruce Power pour en vérifier la conformité aux attentes réglementaires de la CCSN relatives à ce DSR et au document d'application de la réglementation RD-353, *Mise à l'épreuve des mesures d'urgence* [19]. Aucun avis de mesures n'a été émis à la suite de cette inspection. Le personnel de la CCSN a cependant émis des recommandations afin de corriger des lacunes mineures dans la préparation des exercices d'urgence par Bruce Power. Le personnel de la CCSN a déterminé que l'effectif minimal par quart était adéquat pour accomplir toutes les tâches de l'organisme responsable des mesures d'urgence et pour intervenir de façon adéquate en cas d'urgence.

Protection et lutte contre les incendies
Bruce Power a poursuivi ses activités afin d'améliorer la protection-incendie dans les zones de la centrale qui ont été inspectées. Aucun incendie d'importance devant être rapporté n'est survenu aux installations de Bruce Power.

Le personnel de la CCSN a conclu que Bruce Power maintient et met en œuvre un programme de gestion des urgences exhaustif et bien documenté aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et que ces programmes répondent aux exigences réglementaires.

1B.1.11 Gestion des déchets

Le DSR « Gestion des déchets » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets
Le programme de gestion des déchets nucléaires de Bruce Power décrit les exigences relatives à la minimisation, à la ségrégation, à la manutention, à la surveillance et au traitement des déchets nucléaires. Ce programme exige une évaluation du niveau de risque associé à tous les déchets nucléaires. Tous ces déchets sont évacués en fonction de cette évaluation et conformément aux règlements et aux procédures internes de Bruce Power.

Stockage et traitement des déchets
Bruce Power s'est conformée aux exigences en matière de contrôle des déchets nucléaires. Les inspections effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun problème d'importance en lien avec le programme de gestion des déchets. Le personnel de Bruce Power a réglé de façon adéquate des problèmes mineurs ayant trait au débordement de bacs à déchets nucléaires.

Plan de déclassement
Les titulaires sont tenus de maintenir un plan de déclassement qui décrit la façon d'effectuer le déclassement d'une installation nucléaire. OPG est propriétaire des sites des centrales de Bruce-A et de Bruce-B et donc responsable du maintien du plan de déclassement et de l'estimation connexe des coûts qui constitue le fondement de la garantie financière des installations.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion des déchets répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.1.12 Sécurité

Le rendement dans le DSR « Sécurité » aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B surpassait les exigences et des objectifs pertinents de la CCSN, et la cote « pleinement satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Formation, exercices et manœuvres
Bruce Power a grandement appuyé le programme de tests du rendement à ce chapitre en prêtant du personnel pour fournir le soutien essentiel et pour agir comme membres de l'Unité canadienne d'adversaires tactiques. Bruce Power continue d'avoir en place un programme éprouvé en ce qui concerne la force d'intervention nucléaire, et son équipe a de nouveau eu en 2011 d'excellents résultats aux niveaux national et international. Bruce Power continue de chercher d'autres méthodes pour renforcer son programme général de

sécurité et de maintenir des communications ouvertes avec le personnel de la CCSN, assurant ainsi des échanges constructifs et en temps opportun sur les questions courantes et émergentes.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu qu'aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, la mise en œuvre du programme de sécurité surpassait les exigences réglementaires.

1B.1.13 Garanties

Le DSR « Garanties » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Bruce Power a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions de ses permis qui se rapportent aux obligations internationales du Canada aux termes du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* [15].

Du 15 au 17 juin 2011, l'AIEA a effectué à la centrale de Bruce-A une vérification du stock physique afin de s'assurer qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu, de déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance mis en place par l'AIEA, et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et l'exploitant de la centrale. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur la centrale de Bruce-B pour effectuer une vérification du stock physique en 2011. Faute d'une telle vérification, la CCSN a effectué une évaluation du programme de prise d'inventaire physique afin de fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock physique.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de garanties répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.1.14 Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Bruce Power s'est conformée aux exigences en matière d'emballage et de transport et répondait aux attentes de la CCSN dans ce domaine. Le personnel de la CCSN a effectué une inspection sur le transport du matériel radioactif de catégorie 7 pour déterminer si Bruce Power se conforme aux exigences réglementaires stipulées dans le *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (RGSRN), le *Règlement sur*

l'emballage et le transport de substances nucléaires (RETSN) et le *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses* (RTMD). Un problème mineur relatif aux documents du programme d'expédition de ces substances et marchandises a été décelé lors de cette inspection. Le personnel de Bruce Power a pris des mesures adéquates pour rectifier la situation.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'emballage et de transport répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B.

1B.2 Darlington

Le tableau 6 montre les cotes de rendement en matière de sûreté attribuées à la centrale de Darlington pour l'année 2011. Les cotes de rendement « satisfaisant » ou « entièrement satisfaisant » ont été attribuées à tous les domaines de sûreté et de réglementation (DSR). La cote « entièrement satisfaisant » a été attribuée aux quatre DSR suivants : « Rendement de l'exploitation », « Aptitude fonctionnelle », « Radioprotection » et « Santé et sécurité classiques ». La cote intégrée de rendement « pleinement satisfaisant » a été attribuée à la centrale de Darlington pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à la centrale de Darlington en 2011. Aucun travailleur ni aucun membre du public n'ont reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et tous les rejets radiologiques ont été bien inférieurs aux limites réglementaires et aux seuils d'intervention de la centrale.

OPG a rapporté les évènements selon les exigences du document S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1] et a effectué un suivi approprié, y compris des analyses des causes fondamentales, et a mis en place des mesures correctives au besoin. OPG s'est également conformée pendant l'année aux conditions de permis concernant les obligations internationales du Canada en matière de garanties.

D'après ces observations et évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que la centrale de Darlington a été exploitée de manière sûre en 2011.

Tableau 6 : Cotes de rendement de la centrale de Darlington pour l'année 2011

Domaines de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	**SA**	**SA**
Gestion du rendement humain	**SA**	**SA**
Rendement de l'exploitation	**ES**	**SA**
Analyse de la sûreté	**SA**	**SA**
Conception matérielle	**SA**	**SA**
Aptitude fonctionnelle	**ES**	**SA**
Radioprotection	**ES**	**SA**
Santé et sécurité classiques	**ES**	**SA**
Protection de l'environnement	**SA**	**SA**
Gestion des urgences et protection-incendie	**SA**	**SA**
Gestion des déchets	**SA**	**SA**
Sécurité	**SA**	**SA**
Garanties	**SA**	**SA**
Emballage et transport	**SA**	**SA**
Cote intégrée de la centrale	**ES**	**SA**

1B.2.1 Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Système de gestion

Les permis d'exploitation d'OPG imposent la conformité à la norme de l'Association canadienne de normalisation (CSA) N286-F05, *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires* [2]. Le personnel de la CCSN a vérifié qu'OPG se conformait à cette norme, en prêtant une attention particulière à la mise en œuvre d'un programme d'assurance de la qualité (AQ) adéquat.

Conformément aux exigences de la norme N286-F05 [2], les fournisseurs de biens et de services doivent mettre en œuvre un programme d'AQ adéquat. OPG fait appel aux services du CANDU Procurement Audit Committee (CANPAC) et du Nuclear Procurement Issues Committee (NUPIC) pour vérifier ces fournisseurs et évaluer les programmes d'assurance ou de gestion de la qualité qu'ils ont en place. Le personnel de la CCSN a examiné les documents d'OPG ayant trait à la surveillance des activités du CANPAC et du NUPIC et n'a décelé aucune lacune à ce chapitre.

Le permis d'exploitation de la centrale de Darlington exige qu'OPG informe la CCSN des changements apportés à des documents particuliers du système de gestion qui sont communs à toutes ses centrales. Le personnel de la CCSN a examiné la nouvelle version de la charte N-CHAR-AS-002 R015, *Le système de gestion du nucléaire*, et jugé que ce

document est conforme à la norme CSA N286-F05 [2]. En plus de révisions à la charte du système de gestion, le personnel de la CCSN a été informé d'autres changements apportés à 13 documents du système de gestion. Le personnel de la CCSN a examiné et accepté les changements.

Rendement en matière de gestion
OPG a réglé en 2011 des lacunes décelées lors d'une inspection de type I effectuée par la CCSN en 2010 relativement aux autoévaluations indépendantes de l'efficacité du système de gestion. OPG a soumis un échantillon d'un examen de l'efficacité et des rapports de vérifications indépendantes qui ont été effectués conformément à ses processus révisés. Le personnel de la CCSN a examiné l'information soumise et conclu qu'OPG se conformait aux exigences de la norme CSA N286-F05 [2].

Le personnel de la CCSN a observé que dans l'ensemble, OPG a maintenu un système de gestion qui intègre des mesures visant à se conformer à toutes les exigences réglementaires pour lui permettre d'atteindre ses objectifs en matière de sûreté, tout en surveillant continuellement son rendement en regard de ses objectifs et en maintenant une aine culture de sûreté.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du système de gestion répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.2.2 Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Formation du personnel
OPG a adopté approche systématique de la formation (ASF) qui est solide et bien documenté. En 2011, une inspection de type I du programme de formation à des fins d'accréditation des responsables techniques de la radioprotection (RTR) et une inspection de type II du programme de formation des opérateurs de réacteur accrédités ont été effectuées aux centrales d'OPG. Ces inspections ont confirmé que les différents programmes de formation d'OPG, y compris les programmes de formation à la centrale de Darlington, ont été établis en suivant les processus et procédures qui constituent son système de formation fondé sur l'ASF. La mise en œuvre du plan des mesures correctives pour éliminer les lacunes décelées lors de l'inspection de type I du programme de formation à des fins d'accréditation des RTR est présentement en cours.

Accréditation du personnel, examen d'accréditation et test de requalification
Les programmes d'examens d'accréditation et de tests de requalification répondaient aux exigences relatives à l'accréditation initiale des travailleurs et au renouvellement de leurs accréditations. Aucun problème d'importance en matière de sûreté n'a été décelé dans ce DSR à cette centrale. Le processus et les procédures d'accréditation du personnel ont été jugés adéquats. Le personnel de la CCSN a examiné les demandes d'accréditation et n'a

décelé aucune lacune dans le programme d'accréditation. Le taux de réussite général aux examens d'accréditation initiale et aux tests de requalification était de 100 % dans les deux cas. De plus, les constatations faites par le personnel de la CCSN lors de cette inspection ont démontré que les exigences relatives au renouvellement de l'accréditation du personnel sont respectées.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion du rendement humain répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.2.3 Rendement de l'exploitation

Le résultat dans le DSR « Rendement de l'exploitation » surpassait les exigences et les objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « pleinement satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Réalisation des activités autorisées

Les activités d'exploitation à la centrale de Darlington sont régies par le document du titulaire de permis NK38-OPP-03600, *Ligne de conduite pour l'exploitation*, auquel on fait référence dans le permis d'exploitation. Ce document dicte la façon d'exploiter la centrale, d'en assurer l'entretien et de modifier ses systèmes afin d'optimiser la sûreté nucléaire et de réduire le risque qui en découle pour le public à un niveau assez faible pour être acceptable. En 2011, la centrale Darlington a continué d'être exploitée conformément à la ligne de conduite pour l'exploitation, et les quatre réacteurs ont fonctionné à une puissance inférieure aux limites de puissance du réacteur prescrites dans le permis d'exploitation de la centrale de Darlington.

Tout au long de l'année, le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections, y compris en chantier et en salle de commande. Aucun problème important d'exploitation n'a été décelé. Un haut niveau de conformité a de nouveau été observé dans ce domaine à la centrale de Darlington.

Rendement de la gestion des arrêts

Un arrêt prévu à des fins d'entretien ainsi que deux arrêts forcés ont eu lieu. Un déclenchement imprévu de réacteur, un abaissement de la puissance et trois reculs de puissance ont eu lieu à la centrale de Darlington en 2011. La gestion des arrêts à la centrale de Darlington était conforme aux conditions du permis d'exploitation de la centrale, et toutes les activités entreprises dans le cadre des arrêts ont été réalisées de manière sûre et sécuritaire.

Installation d'extraction du tritium

La centrale de Darlington est la seule centrale nucléaire, parmi toutes les centrales CANDU, ayant en place et en exploitation une installation d'extraction de tritium. Le tritium est un produit secondaire radioactif qui s'accumule graduellement à la suite de l'exploitation régulière des réacteurs CANDU. L'installation d'extraction du tritium est

conçue afin de minimiser la quantité de tritium rejeté dans l'environnement et de réduire le risque d'exposition des travailleurs au rayonnement. Cette installation retire le tritium de l'eau lourde utilisée dans les réacteurs. Le tritium ainsi extrait est entreposé de façon sûre dans des contenants en acier inoxydable à l'intérieur d'une voûte en béton. Aucune limite environnementale n'a été dépassée à la suite de l'exploitation de l'installation d'extraction du tritium.

Le personnel de la CCSN a jugé qu'OPG a exploité la centrale de Darlington de manière sûre et conformément à la LSRN, aux règlements et aux conditions du permis, et que le rendement dans ce DSR surpassait les exigences réglementaires.

1B.2.4 Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Analyse déterministe de la sûreté

En vertu du document d'application de la réglementation S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1], une mise à jour du rapport de sûreté doit être soumise dans les trois ans suivant le dernier rapport. Le rapport de sûreté de la centrale de Darlington a été mis à jour en 2009. Le *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I* exige que les titulaires de permis de centrales nucléaires soumettent à la CCSN, à des fins d'examen, une description des structures, systèmes et composants de leurs installations dans les parties 1 et 2 du rapport de sûreté. Dans le cas de la centrale de Darlington, ces parties du rapport de sûreté ont été soumises en 2010.

OPG continue de réaliser des progrès satisfaisants à la centrale de Darlington relativement à la résolution d'un certain nombre de points ayant trait à des programmes ou des sujets reliés à l'analyse de la sûreté, dont le programme d'amélioration des analyses de la sûreté, l'incidence du vieillissement de la centrale sur l'analyse de la sûreté, et la résolution des questions de sûreté liées aux réacteurs CANDU.

Étude probabiliste de sûreté

OPG a également soumis les guides de méthodologie requis conformément au document d'application de la réglementation de la CCSN S-294, *Étude probabiliste de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires* [7], et le personnel de la CCSN les a jugés acceptables. Les rapports d'EPS requis ont été soumis avant l'échéance de décembre 2011 et font présentement l'objet d'un examen. Cet examen devrait être terminé d'ici la fin de 2013.

En plus de ce qui précède, OPG examinera à nouveau son dossier de sûreté à la lumière de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi. Ceci comprendra un examen de l'ensemble des conditions et de cas pris en compte dans la partie de l'EPS qui porte sur l'évaluation des événements externes.

On a démontré de façon appropriée que les conséquences et la fréquence d'une gamme importante d'événement internes et externes à la centrale de Darlington étaient acceptables. Dans le cas des événements et des accidents de dimensionnement (AD), les analyses de la sûreté de la centrale de Darlington ont démontré la capacité des systèmes de protection d'effectuer adéquatement le contrôle de la puissance, le refroidissement du combustible et le confinement de la radioactivité à l'intérieur de la centrale. L'étude probabiliste de sûreté (EPS) de la centrale de Darlington, qui tient compte des accidents hors dimensionnement (AHD), a démontré que le risque général lié à la centrale est assez faible pour être acceptable.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'analyse de la sûreté répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.2.5 Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conception des composants
OPG a confirmé que les SSC de la centrale de Darlington qui sont importants pour la sûreté et la sécurité nucléaires ont continué de répondre aux exigences du fondement de leur conception dans tous les états d'exploitation.

Qualification de l'équipement, conception et classification des systèmes et contrôle des modifications techniques
Le personnel de la CCSN a effectué un nombre d'inspections de type II portant sur le DSR « Conception matérielle », y compris des inspections axées sur la mise en œuvre et l'efficacité à long terme du programme de qualification environnementale (QE), du contrôle des modifications techniques et du système de distribution électrique. Ces inspections n'ont révélé aucun problème d'importance en matière de sûreté.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de conception matérielle répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.2.6 Aptitude fonctionnelle

Le rendement dans le DSR « Aptitude fonctionnelle » surpassait les exigences et les objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « pleinement satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière. Des programmes en matière d'aptitude fonctionnelle sont en place à la centrale de Darlington pour assurer l'intégrité des tubes de force, des tuyaux d'alimentation et des générateurs de vapeur.

Entretien
Le rendement du programme d'entretien à la centrale de Darlington est demeuré très efficace. Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) s'est accru à 93 %, ce qui est plus élevé que la valeur moyenne du secteur nucléaire (85 %) et l'objectif des pratiques exemplaires du secteur nucléaire (90 %). Le CEEP à la centrale de Darlington est également le plus élevé de l'ensemble des centrales nucléaires au Canada.

Le rendement en matière d'entretien à la centrale de Darlington est demeuré efficace, les activités d'entretien étant réalisées conformément aux exigences des normes applicables aux permis. Les évaluations et inspections effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun problème d'importance au chapitre de l'entretien.

Fiabilité
Le programme de fiabilité mis en œuvre à la centrale de Darlington continuait de répondre aux exigences réglementaires stipulées dans le document d'application de la réglementation de la CCSN S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [11].

Inspections périodiques
OPG inspecte et fait des essais des SSC sous pression et des SSC de confinement, conformément au programme d'inspection périodique (PIP) de la centrale et aux normes pertinentes de la CSA. Aucune détérioration importante des enveloppes sous pression n'a été décelée lors des inspections menées en 2011.

Gestion du cycle de vie
OPG révise ses plans de gestion du cycle de vie chaque année et les soumet à la CCSN à des fins d'examen. Les plans de gestion du cycle de vie des tubes de force, des tuyaux d'alimentation, des générateurs de vapeur et des structures de confinement en béton de la centrale de Darlington étaient tous satisfaisants.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu qu'à la centrale de Darlington, la mise en œuvre du programme en matière d'aptitude fonctionnelle surpassait les exigences réglementaires.

1B.2.7 Radioprotection

Le rendement dans le DSR « Radioprotection » surpassait les exigences et les objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « pleinement satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

À la lumière de l'évaluation des constatations faires relativement à ce DSR, le personnel de la CCSN juge qu'OPG a protégé de façon adéquate la santé et la sécurité des personnes contre le rayonnement ionisant à la centrale de Darlington. OPG s'est engagée à corriger les lacunes de la signalisation conformément à la directive émise.

Contrôle de la contamination
OPG a développé et apporté des améliorations à son programme de radioprotection pour rendre le programme de surveillance de la contamination alpha conforme aux pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Le personnel de la CCSN a inspecté, en 2011, les améliorations apportées au programme de radioprotection. Il n'a décelé aucune lacune d'importance et a conclu que ce programme répondait aux exigences du *Règlement sur la radioprotection*.

Contrôle des doses aux travailleurs
Aucune exposition au rayonnement n'a dépassé les limites de dose administratives, et il n'y a eu aucun incident entraînant une dose supérieure aux seuils d'intervention fixés par OPG et devant être rapportée. Les données sur les doses reçues à la centrale de Darlington se trouvent à la section 1A.7 et à l'annexe D.

Le personnel de la CCSN a continué de surveiller les améliorations à long terme du programme de radioprotection à la centrale de Darlington relativement à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha. Il est prévu que la mise en œuvre de ces améliorations à cette centrale sera terminée d'ici la fin de 2012.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu qu'à la centrale de Darlington, la mise en œuvre du programme de radioprotection surpassait les exigences réglementaires.

1B.2.8 Santé et sécurité classiques

Le rendement dans le DSR « Santé et sécurité classiques » surpassait les exigences et les objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « pleinement satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conformité aux codes du travail applicables
Les conditions à la centrale de Darlington étaient conformes aux articles pertinents des codes du travail applicables.

Surveillance interne et gestion des dangers
Les pratiques et conditions en matière de santé et de sécurité classiques à la centrale de Darlington procurent un haut niveau de sécurité au personnel.

La surveillance interne à la centrale de Darlington était bien faite, et aucun problème d'importance en matière de sûreté n'a été signalé dans ce domaine au cours de la période de référence.

Fréquence et gravité des accidents
Le taux de fréquence des accidents a diminué à 0,2 en 2011, comparativement à 0,7 en 2010. Le taux de gravité des accidents à la centrale de Darlington était de nouveau nul

(zéro). Les définitions de la « fréquence des accidents » et du « taux de gravité des accidents » sont données à la section 1.A.8.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu qu'à la centrale de Darlington, la mise en œuvre du programme de santé et de sécurité classiques surpassait les exigences réglementaires.

1B.2.9 Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Dose estimative au public
On a rapporté une dose au public de 0,0006 mSv pour la centrale de Darlington, un résultat qui se situe bien en-deçà de la limite de dose au public qui est 1 mSv.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)
Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides sont demeurés inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement ainsi qu'aux limites opérationnelles dérivées (LOD) tout au long de l'année.

Surveillance environnementale
Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II du programme de surveillance environnementale et a conclu que les exigences de la CCSN à ce chapitre étaient respectées à la centrale de Darlington.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de protection de l'environnement répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.2.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Gestion des urgences nucléaires et intervention en cas d'urgence classique
Des mesures d'atténuation suffisantes ont été prises à la centrale de Darlington en lien avec la préparation aux situations d'urgence et à la capacité d'intervention pour minimiser les effets d'un rejet accidentel de substances nucléaires et de substances dangereuses.

Protection et lutte contre les incendies
OPG a mis en place à la centrale de Darlington une grande capacité d'intervention en cas d'incendie, misant sur des procédures, une formation et un maintien des compétences efficaces.

L'examen effectué par le personnel de la CCSN des constatations, des activités de surveillance et des événements à déclaration obligatoire, émanant de l'inspection faites en 2011, n'ont révélé aucun problème d'importance en matière de préparation aux situations d'urgence.

Le personnel de la CCSN a conclu qu'OPG maintient et met en œuvre un programme de gestion des urgences exhaustif et bien documenté à la centrale de Darlington, et que ce programme répond aux exigences réglementaires.

1B.2.11 Gestion des déchets

Le DSR « Gestion des déchets » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets
Un programme de gestion des déchets nucléaire est en place à la centrale de Darlington afin de réduire au minimum, de contrôler et d'évacuer ces déchets de manière appropriée. Les déchets nucléaires sont contrôlés, et surveillés, et les rejets sont enregistrés.

Dans le cadre d'une inspection de type II, le personnel de la CCSN a confirmé que les exigences relatives à la réduction des déchets nucléaires comportant de la contamination alpha étaient documentées de façon appropriée.

Stockage et traitement des déchets
OPG a élaboré, mis en œuvre et vérifié de façon appropriée des installations et un programme de gestion des déchets à la centrale de Darlington, y compris au niveau des différentes catégories de déchets, afin de contrôler et de minimiser le volume des déchets nucléaires provenant des activités autorisées. Le titulaire de permis a de plus ajouté la gestion des déchets à sa liste des éléments clés de la culture de l'entreprise et de la culture de sûreté.

Plan de déclassement
Les titulaires sont tenus de maintenir un plan de déclassement acceptable qui décrit la façon d'effectuer le déclassement d'une installation nucléaire. OPG est responsable du maintien du plan de déclassement et de l'estimation connexe des coûts qui constituent le fondement de la garantie financière de l'installation.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion des déchets répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.2.12 Sécurité

Le DSR « Sécurité » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

OPG a apporté des améliorations au domaine de la sécurité en 2011, et certains éléments de son programme comptent parmi les plus avancés du secteur nucléaire. Il convient de souligner qu'OPG partage ses pratiques à ce chapitre avec d'autres entreprises responsables de sites nucléaires à haute sécurité pour les aider à élaborer leurs propres programmes de sécurité.

Formation, exercices et manœuvres
OPG a soutenu de façon remarquable le programme de tests du rendement en fournissant du personnel de soutien essentiel et de membres pour l'Unité canadienne d'adversaires tactiques.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de sécurité répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.2.13 Garanties

Le DSR « Garanties » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

OPG a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions de ses permis quant aux obligations internationales du Canada aux termes du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* [15].

Du 1er au 8 novembre 2011, l'AIEA a effectué à la centrale de Darlington une vérification du stock physique pour s'assurer qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu, déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance mis en place par l'AIEA, et confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et l'exploitant de la centrale. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

OPG a de plus apporté au cours de l'année son soutien aux travaux de grande envergure visant l'installation et la mise à niveau d'équipement de l'AIEA. Les efforts déployés pour mettre à niveau le système des sceaux de garantie dans les piscines de stockage du combustible usé sont dignes de mention.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de garanties répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.2.14 Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Darlington, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Ce DSR a trait aux programmes portant sur l'emballage et le transport sûrs des substances nucléaires et des appareils à rayonnement, à destination et en provenance de l'installation autorisée. Lors de la surveillance effectuée au site et de l'examen des rapports soumis conformément au document S-99 [1], le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes d'importance dans ce domaine.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'emballage et de transport répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Darlington.

1B.3 Pickering-A et Pickering-B

Aux fins du présent rapport, les centrales de Pickering-A et de Pickering-B sont regroupées parce que l'exploitant, Ontario Power Generation (OPG), y applique des programmes communs. La mise en œuvre de ces programmes pouvant varier d'une centrale à l'autre, le rendement des centrales de Pickering-A et de Pickering-B est évalué séparément.

Seulement les tranches 1 et 4 étaient en exploitation à la centrale de Pickering-A en 2011. Le combustible avait été retiré des tranches 2 et 3 de cette centrale et celles-ci étaient dans un état de stockage sûr. Les quatre tranches de la centrale de Pickering-B étaient en exploitation.

Le tableau 7 montre les cotes de rendement en matière de sûreté attribuées aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B pour l'année 2011. La cote « satisfaisant » a été attribuée au rendement dans tous les domaines de sûreté et de réglementation (DSR). La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel aux centrales du site de Pickering en 2011. Aucun travailleur ni aucun membre du public n'ont reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et tous les rejets radiologiques ont été bien inférieurs aux limites réglementaires et aux seuils d'intervention de la centrale.

OPG a rapporté les événements selon les exigences du document S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1] et a effectué un suivi approprié, y compris des analyses des causes fondamentales, et mis en place les mesures correctives qui s'imposaient. OPG s'est également conformée pendant l'année aux conditions du permis concernant les obligations internationales du Canada en matière de garanties.

À la lumière de ces observations et évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que les centrales de Pickering-A et de Pickering-B ont été exploitées de manière sûre en 2011.

Tableau 7 : Cotes de rendement des centrales de Pickering-A et de Pickering-B pour l'année 2011

Domaines de sûreté et de réglementation	Cote de rendement	Moyenne des centrales
Système de gestion	**SA**	**SA**
Gestion du rendement humain	**SA**	**SA**
Rendement de l'exploitation	**SA**	**SA**
Analyse de la sûreté	**SA**	**SA**
Conception matérielle	**SA**	**SA**
Aptitude fonctionnelle	**SA**	**SA**
Radioprotection	**SA**	**SA**
Santé et sécurité classiques	**SA**	**SA**
Protection de l'environnement	**SA**	**SA**
Gestion des urgences et protection-incendie	**SA**	**SA**
Gestion des déchets	**SA**	**SA**
Sécurité	**SA**	**SA**
Garanties	**SA**	**SA**
Emballage et transport	**SA**	**SA**
Cote intégrée de la centrale	**SA**	**SA**

1B.3.1 Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Système de gestion

Les permis d'exploitation d'OPG obligent la conformité à la norme de l'Association canadienne de normalisation (CSA) N286-F05, *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires* [2]. Le personnel de la CCSN a vérifié qu'OPG se conformait à cette norme et prêtait une attention particulière à la mise en œuvre d'un programme d'assurance de la qualité (AQ) adéquat.

Conformément aux exigences de la norme N286-F05 [2], les fournisseurs de biens et de services doivent mettre en œuvre un programme d'AQ adéquat. OPG fait appel aux services du CANDU Procurement Audit Committee (CANPAC) et du Nuclear Procurement Issues Committee (NUPIC) pour vérifier ces fournisseurs et évaluer les programmes d'assurance ou de gestion de la qualité qu'ils ont en place. Le personnel de la CCSN a examiné les documents d'OPG ayant trait à la surveillance des activités de du CANPAC et du NUPIC et n'a pas décelé de lacunes à ce chapitre.

Le personnel de la CCSN a examiné la nouvelle version de la charte N-CHAR-AS-002 R015, *Le système de gestion du nucléaire*, et jugé qu'il est conforme à la norme CSA

N286-F05 [2]. Des points nécessitant des clarifications ont été relevés lors de cet examen. Ceux-ci n'ont aucune incidence sur la sûreté de l'exploitation de la centrale. Néanmoins, le personnel de la CCSN a demandé à OPG d'accroître la clarté de ce document.

Le permis d'exploitation de la centrale de Pickering-B exige qu'OPG informe la CCSN des changements apportés à des documents particuliers du système de gestion qui sont communs à toutes ses centrales. En plus de révisions à la charte du système de gestion, le personnel de la CCSN a été informé d'autres changements apportés à 13 documents du système de gestion. Le personnel de la CCSN a examiné les changements et recommandé une modification administrative du permis, modification que le tribunal de la Commission a approuvée.

Organisation et gestion des changements

OPG a annoncé en 2011 qu'elle réunissait les centrales de Pickering-A et de Pickering-B sous une seule organisation, soit « Pickering Nuclear »; l'objectif étant d'établir une seule équipe de leadership formée de cadres supérieurs, celle-ci se rapportant à un seul premier vice-président. Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes au niveau du système de gestion découlant de ces changements à l'organisation.

Dans l'ensemble, OPG a maintenu un système de gestion qui intègre des mesures visant à se conformer à toutes les exigences réglementaires de sorte à lui permettre d'atteindre ses objectifs en matière de sûreté, tout en effectuant une surveillance continuelle de son rendement à l'égard de ses objectifs et en maintenant une saine culture de sûreté.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du système de gestion répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.2 Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Le personnel de la CCSN juge que le personnel des centrales de Pickering-A et de Pickering-B est en nombre suffisant dans chaque domaine d'emploi pertinent, qu'il possède les connaissances et compétences requises et qu'il a accès aux procédures et outils nécessaires pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire.

Formation du personnel

OPG possède un processus fondé sur l'approche systématique à la formation (ASF) qui est solide et bien documenté. En 2011, une inspection de type I du programme de formation à des fins d'accréditation des responsables techniques de la radioprotection (RTR) et une inspection de type II du programme de formation des opérateurs de réacteur accrédités ont été effectuées aux centrales d'OPG. Ces inspections ont confirmé que les

différents programmes de formation d'OPG, y compris les programmes de formation aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, sont de façon générale définis, conçus, élaborés, mis en œuvre, évalués et gérés conformément au processus et procédures qui constituent son système de formation fondé sur l'ASF. La mise en œuvre du plan de mesures correctives pour éliminer les lacunes décelées lors de l'inspection de type I du programme de formation à des fins d'accréditation des RTR est présentement en cours.

Accréditation du personnel, examens d'accréditation et tests de requalification
Une inspection de type II d'un examen d'accréditation initiale sur simulateur à l'intention de candidats au poste de chef de quart de la salle de commande a été effectuée à la centrale de Pickering-B. Cette inspection a révélé que l'examen n'était pas conforme à toutes les exigences et attentes relatives à la conception, l'élaboration, la tenue et la correction des examens d'accréditation. Le personnel de la CCSN a demandé à OPG de mettre en œuvre un plan de mesures correctives pour éliminer les lacunes décelées, et il a prévu d'effectuer une inspection de suivi en 2012.

Le taux de réussite global aux examens d'accréditation était de 78 %, alors que le taux de réussite aux tests de requalification était de 100 %. Bien que certaines des réussites aux examens à des fins d'accréditation initiale fussent celles de candidats au poste de chef de quart de la salle de commande, le personnel de la CCSN estime que tout le personnel accrédité est qualifié. En 2010, à la centrale de Pickering-B, le taux de réussite des candidats au poste de chef de quart de la salle de commande aux examens d'accréditation initiale était passablement plus faible que la moyenne historique. Le personnel de la CCSN a demandé à OPG d'effectuer une enquête afin de déterminer la cause fondamentale de cette tendance. En 2011, OPG a soumis les résultats de son analyse, élaboré un plan de mesures correctives et fourni un rapport sur les progrès réalisés relativement à la mise en œuvre de ce plan. À la fin de la période de référence, bien que la majorité des mesures correctives pertinentes avaient été prises, le taux de réussite n'était toujours pas revenu à la valeur des années antérieures. Par conséquent, OPG s'est engagée à pousser plus loin son enquête et à mettre en œuvre d'autres mesures correctives en 2012.

En 2011, lors de l'examen de trois demandes d'accréditation initiale provenant de la centrale de Pickering-B, le personnel de la CCSN a décelé des lacunes dans le programme de formation sur le tas pour les candidats au poste d'opérateur de réacteur. OPG est en voie de combler ces lacunes.

Organisation du travail et conception des tâches
On a enregistré en 2011 des incidents où des travailleurs ont dépassé les limites d'heures de travail et quelques occasions où l'effectif minimal par quart n'a pas été respecté. Ces situations n'ont cependant pas eu d'incidence sur la sûreté de la centrale. OPG a pris des mesures pour fournir un encadrement à son personnel et le conscientiser davantage au sujet des exigences relatives aux limites d'heures de travail et de l'effectif minimal par quart afin de prévenir que de telles situations se reproduisent.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion du rendement humain répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.3 Rendement de l'exploitation

Le DSR « Rendement de l'exploitation » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Réalisation des activités autorisées

Les activités d'exploitation aux centrales de Pickering sont régies par les documents du titulaire de permis intitulés *Ligne de conduite pour l'exploitation* (NA44-OPP-03600 dans le cas de la centrale de Pickering-A et NK30-OPP-03600 dans le cas de la centrale de Pickering-B), documents auxquels on fait référence dans les MCP. Ces documents dictent la façon d'exploiter les deux centrales de Pickering, d'en assurer l'entretien et de modifier ses systèmes afin d'optimiser la sûreté nucléaire et de réduire le risque qui en découle pour le public à un niveau assez faible pour être acceptable. En 2011, les centrales de Pickering ont continué d'être exploitées conformément à la ligne de conduite pour l'exploitation, et tous les réacteurs ont fonctionné à une puissance inférieure aux limites de puissance du réacteur prescrites dans les permis d'exploitation de ces centrales.

Tout au long de l'année, le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections, y compris en chantier et en salle de commande. Aucun problème d'exploitation d'importance n'a été décelé. Un haut niveau de conformité a de nouveau été observé dans ce domaine aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

Le personnel de la CCSN a continué de faire le suivi de problèmes abordés dans des rapports précédents sur les centrales nucléaires, dont ceux liés à une fuite du système de gaz annulaire et aux anomalies du fonctionnement du système des barres liquides.

Rendement de la gestion des arrêts

À la centrale de Pickering-A, sept arrêts forcés, trois déclenchements de réacteur et six baisses contrôlées de puissance ont eu lieu à la centrale de Pickering-A, mais aucun recul de puissance n'a été enregistré. À la centrale de Pickering-B, cinq arrêts forcés, trois déclenchements de réacteur et six reculs de puissance ont eu lieu, mais aucune baisse contrôlée de puissance n'a été enregistrée.

Un arrêt planifié a été effectué à la centrale de Pickering-A, soit celui de la tranche 4 tandis qu'on en a dénombré deux à la centrale de Pickering-B, soit ceux des tranches 5 et 6. La gestion des arrêts aux centrales de Pickering était conforme aux conditions prescrites dans les permis d'exploitation, et toutes les activités entreprises dans le cadre de ces arrêts ont été réalisées de manière sûre et sécuritaire.

Lors de l'arrêt planifié de la tranche 5, plus précisément lors du remplissage du système modérateur, la concentration de gadolinium (le poison servant au contrôle de la réactivité) a baissé de façon inattendue. Cette baisse était causée par la création d'oxalate de gadolinium qui s'est déposé dans le système modérateur. Il a été déterminé que ces dépôts étaient dus à la présence d'huile de lubrification dans le système modérateur. Les dépôts de gadolinium ont été dissous en partie en ajoutant de l'acide nitrique au modérateur, faisant appel pendant ce temps à une méthode de rechange pour garantir que le réacteur demeurait à l'état d'arrêt, soit en verrouillant les barres d'arrêt en position insérées dans le cœur. Le tribunal de la Commission a approuvé cet état pour un temps limité. Après que le réacteur eut été redémarré, utilisant le bore comme agent de réactivité, sa puissance a été maintenue à 5 % de la pleine puissance pendant une période prolongée afin de consumer le reste du gadolinium.

Le personnel de la CCSN a jugé qu'OPG avait exploité les centrales de Pickering-A et de Pickering-B de manière sûre et conformément à la LSRN, aux règlements et aux conditions des permis et qu'elle a répondu aux exigences réglementaires.

1B.3.4 Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Analyse déterministe de la sûreté

En vertu du document d'application de la réglementation de la CCSN S-99 [1], une mise à jour du rapport de sûreté doit être soumise dans les trois ans suivant le dernier rapport. Le rapport de sûreté de la centrale de Pickering-A a été mis à jour en 2010, et il est cité en référence dans le MCP de cette centrale. De même, le rapport de sûreté de la centrale de Pickering-B a été mis à jour en 2011 et des démarches sont en cours pour l'intégrer au nouveau MCP de cette centrale nucléaire. Le *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I* exige que les titulaires de permis de centrales nucléaires soumettent à la CCSN, à des fins d'examen, une description des structures, systèmes et composants de leurs installations dans les parties 1 et 2 du rapport de sûreté. Dans le cas des centrales de Pickering-A et de Pickering-B, ces parties du rapport de sûreté ont été soumises en 2010 et 2009, respectivement.

Étude probabiliste de sûreté

On a démontré de façon appropriée que les conséquences et la fréquence d'une gamme importante d'événements internes et externes aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B étaient acceptables. Dans le cas des événements et des AD, les analyses de la sûreté de ces centrales ont démontré l'aptitude des systèmes de protection à effectuer adéquatement le contrôle de la puissance, le refroidissement du combustible et le confinement de la radioactivité à l'intérieur de la centrale. Les études probabilistes de sûreté (EPS) des centrales de Pickering-A et de Pickering-B, qui tiennent compte des AHD, démontrent que le risque général lié à ces centrales est raisonnablement faible.

OPG a soumis les guides d'application de la méthode requis conformément au document d'application de la réglementation de la CCSN S-294, *Étude probabiliste de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires* [7] et le personnel de la CCSN les a jugés acceptables. Les rapports d'EPS exigés ont été soumis avant l'échéance de décembre 2011 et font actuellement l'objet d'un examen. Il est prévu que cet examen sera terminé d'ici la fin de 2013.

En vertu du permis, OPG doit terminer, avant le 31 décembre 2013, une mise à jour de l'évaluation probabiliste des risques (EPR) de la centrale de Pickering-A afin de se conformer pleinement à la norme S-294 [7], et elle doit aussi mettre à jour l'EPR de la centrale de Pickering-B d'ici le 31 décembre 2012.

En plus de ce qui précède, OPG examinera à nouveau son dossier de sûreté à la lumière de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi. Ceci comprendra un examen de la gamme des conditions et cas tenus en compte dans la partie de l'EPS portant sur l'évaluation des événements externes.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'analyse de la sûreté répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.5 Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conception des composants

OPG a confirmé que les SSC des centrales de Pickering-A et de Pickering-B qui sont importants pour la sûreté et la sécurité nucléaires ont continué de répondre aux exigences du fondement de leur conception dans tous les états d'exploitation.

Qualification de l'équipement

Le personnel de la CCSN a effectué un certain nombre d'inspections de type II portant sur le DSR « Conception matérielle », dont des inspections axées sur la mise en œuvre et l'efficacité à long terme du programme de qualification environnementale (QE). Ces inspections n'ont révélé aucun problème d'importance en matière de sûreté.

Les modifications à la conception ou à l'équipement des installations nucléaires des centrales de Pickering-A et de Pickering-B ont été effectuées en conformité aux codes, aux normes, aux règlements et aux conditions du permis.

Contrôle des modifications techniques
Des inspections portant sur le contrôle des modifications techniques ont été effectuées aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B. Le personnel de la CCSN a observé des améliorations dans la mise en œuvre du processus utilisé pour ce contrôle depuis la dernière inspection menée en 2007. Cependant, on a aussi observé des lacunes aux chapitres de la qualité de l'entrée des données et de la conformité aux procédures. Pour y donner suite, OPG a entrepris une évaluation de l'étendue de ces lacunes et prendra les mesures correctives appropriées.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme en matière de conception matérielle répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.6 Aptitude fonctionnelle

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Entretien
Le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes d'importance au chapitre de l'entretien en 2011. OPG a réduit les retards dans les travaux d'entretien aux centrales de Pickering, et ceux-ci se situent maintenant à l'intérieur des paramètres du secteur nucléaire. Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de la planification et de l'établissement des horaires d'entretien à la centrale de Pickering-B et a conclu que, dans l'ensemble, les attentes de la CCSN et les exigences du document d'application de la réglementation S-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires* [10], étaient respectées à cette centrale.

Le rendement en matière d'entretien aux centrales de Pickering est demeuré efficace, les activités d'entretien étant terminées conformément aux exigences dans les normes applicables au permis. Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) a atteint 90 %, donc égal à l'objectif des pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Les évaluations et inspections effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun problème d'importance au chapitre de l'entretien.

Fiabilité
Le programme de fiabilité mis en œuvre aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B continuait de répondre aux exigences réglementaires stipulées dans le document d'application de la réglementation de la CCSN S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [11]. En 2011, les génératrices de secours à la centrale de Pickering-A ont manifesté trois problèmes distincts qui ont eu une incidence importante sur leur fiabilité. Cependant, le rendement du système d'alimentation électrique de catégorie III respectait les objectifs de fiabilité établis. OPG continue la mise en œuvre de mesures correctives pour régler les lacunes. Elle a également communiqué l'information

au sujet de ces événements aux autres entreprises du secteur nucléaire, contribuant ainsi à l'expérience d'exploitation et au partage de l'expertise technique.

OPG a inspecté et fait des essais des composants des enveloppes sous pression, des composants du confinement et des structures de béton de l'enceinte de confinement, conformément aux programmes d'inspection périodique (PIP) des centrales et aux normes pertinentes de la CSA. Aucun problème de détérioration des enveloppes sous pression présentant un risque pour la sûreté nucléaire n'a été décelé aux centrales Pickering-A et Pickering-B pendant la campagne d'inspections menée en 2011. De même, dans le cas de ces centrales, aucun problème d'importance n'a été décelé lors des examens par le personnel de la CCSN des rapports sur les enveloppes sous pression soumis conformément au document S-99 [1].

Inspections périodiques
Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de la mise en œuvre du PIP à la centrale de Pickering-A en ce qui a trait aux inspections des structures de béton de l'enceinte de confinement et aux essais pour déterminer le taux de fuite du bâtiment du réacteur (essai de pressurisation), et il a décelé plusieurs aspects nécessitant des améliorations. Le personnel de la CCSN a conclu que, de façon générale, le PIP à la centrale de Pickering-A répondait aux exigences de la norme CSA N287.7-96 [14].

OPG a mis en place de nouveaux documents décrivant des programmes en matière de fiabilité des composants et de l'équipement majeurs, et elle a mis à jour son document intitulé *Programme intégré de gestion du vieillissement* afin d'y intégrer ces nouveaux documents. Le personnel de la CCSN a examiné et accepté le plan de gestion du vieillissement des structures de confinement en béton aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B. Il a également accepté la stratégie en matière de gestion du vieillissement et du cycle de vie pour la tuyauterie renforcée par une membrane en plastique.

Gestion du cycle de vie
OPG révise ses plans de gestion du cycle de vie chaque année et les soumet à la CCSN à des fins d'examen. Les plans de gestion du cycle de vie des tubes de force, des tuyaux d'alimentation, des générateurs de vapeur et des structures de confinement en béton des centrales de Pickering-A et de Pickering-B étaient tous satisfaisants.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme en matière d'aptitude fonctionnelle répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.7 Radioprotection

Le DSR « Radioprotection » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

À la lumière de l'évaluation des constatations relatives à ce DSR, le personnel de la CCSN juge qu'OPG a protégé de façon adéquate la santé et la sécurité des personnes contre le rayonnement ionisant aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B. OPG s'est engagée à corriger les lacunes de la signalisation, conformément à la directive émise.

Contrôle de la contamination

Comme le mentionnait le rapport 2010 sur les centrales nucléaires, OPG a élaboré et apporté des améliorations à son programme de radioprotection afin de rendre le programme de surveillance de la contamination alpha conforme aux pratiques exemplaires du secteur nucléaire. En 2011, le personnel de la CCSN a inspecté les améliorations apportées au programme de radioprotection. Il n'a décelé aucune lacune d'importance, et il a conclu que ce programme répondait aux exigences du *Règlement sur la radioprotection*. Il est satisfait des mesures correctives prises par OPG pour combler les lacunes mentionnées dans son rapport d'inspection.

Contrôle des doses aux travailleurs

Aucune exposition au rayonnement n'a dépassé les limites de dose administratives, et il n'y a eu aucun incident à déclaration obligatoire entraînant une dose supérieure aux seuils d'intervention fixés par OPG. Les données sur les doses reçues aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B se trouvent à la section 1A.7 et à l'annexe D.

Le personnel de la CCSN a continué de surveiller les améliorations à long terme du programme de radioprotection aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B relativement à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha. Il est prévu que la mise en œuvre de ces améliorations sera terminée à ces centrales d'ici la fin de 2012.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de radioprotection répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.8 Santé et sécurité classiques

Le DSR « Santé et sécurité classiques » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conformité aux codes du travail applicables

Les conditions aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B étaient conformes aux codes du travail applicables.

Surveillance interne et gestion des dangers

La surveillance interne et le contrôle du matériel en transit ont de nouveau été sources de problèmes aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, des lacunes étant relevées de façon répétée pendant les rondes d'inspection en chantier effectuées par le personnel de

la CCSN. Les dangers liés à l'amiante sont une autre source d'inquiétude à la centrale de Pickering-A. L'amiante est présente dans certains matériaux et composants installés avant 1988. Des inspecteurs de la CCSN ont observé que les dangers liés à l'amiante n'étaient pas tous signalés clairement, et que ces dangers n'étaient pas éliminés en temps opportun. OPG a donc mis en œuvre un plan de mesures correctives pour éliminer les lacunes.

Fréquence et taux de gravité des accidents
La fréquence des accidents aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B a diminué en 2011, passant à 0,3 comparativement à 0,7 en 2010. De plus, le taux de gravité des accidents a aussi baissé, atteignant 0,2 comparativement à 0,6 en 2010. Les définitions de la « fréquence des accidents » et du « taux de gravité des accidents » sont données à la section 1.A.8.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de santé et de sécurité au travail répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.9 Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Dose estimative au public
On a rapporté une dose au public de 0,0009 mSv due à l'effet combiné des centrales de Pickering-A et de Pickering-B, ce qui est bien en deçà de la limite de dose du public qui est de 1 mSv.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)
Les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides ont été inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement ainsi qu'aux limites opérationnelles dérivées (LOD) tout au long de l'année.

Surveillance environnementale
Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II du programme environnemental de surveillance des effluents et a conclu qu'il répondait aux exigences de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de protection de l'environnement répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Gestion des urgences nucléaires et intervention en cas d'urgence classique
Le personnel de la CCSN a effectué une évaluation de l'exercice d'urgence menée à Pickering en 2011 et qui portait sur le rassemblement, le recensement et l'évacuation du personnel au site. Bien que certaines lacunes aient été décelées, l'équipe d'inspection a conclu que dans l'ensemble, OPG avait démontré dans le cadre de l'exercice un niveau de préparation et de compétence adéquat à l'égard du rassemblement, du recensement et de l'évacuation du personnel des centrales.

Une mise à jour relative à l'état du système d'alerte du public aux centrales nucléaires de Pickering-A et de Pickering-B est fournie à la section 2.3.3.

Le personnel de la CCSN a conclu qu'OPG maintient et met en œuvre un programme de gestion des urgences exhaustif et bien documenté aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et que ce programme répond aux exigences réglementaires.

1B.3.11 Gestion des déchets

Le DSR « Gestion des déchets » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets, et stockage et traitement des déchets
OPG a élaboré, mis en œuvre et vérifié de façon appropriée ses installations et son programme de gestion des différentes catégories des déchets visant à contrôler et à minimiser le volume des déchets nucléaires découlant des activités autorisées. Le titulaire de permis a de plus ajouté la gestion des déchets à sa liste des éléments clés de la culture de l'entreprise et de la culture de sûreté.

En 2011, OPG a pris des mesures satisfaisantes pour corriger des problèmes mineurs soulevés à la suite d'une inspection menée en 2010 de la gestion des déchets dangereux non nucléaires.

Plan de déclassement
Les titulaires sont tenus de maintenir un plan de déclassement acceptable qui décrit la façon d'effectuer le déclassement d'une installation nucléaire. OPG est responsable du maintien du plan de déclassement et de l'estimation connexe des coûts qui constituent le fondement de la garantie financière de l'installation.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion des déchets répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.12 Sécurité

Le DSR « Sécurité » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

OPG a apporté des améliorations au domaine de la sécurité en 2011, et certains éléments de son programme comptent parmi les plus avancés du secteur nucléaire. Il convient de souligner que pour l'élaboration de ses programmes de sécurité, OPG partage ses pratiques à ce chapitre avec d'autres entreprises responsables de sites nucléaires à haute sécurité.

Formation, exercices et manœuvres
OPG a soutenu de façon remarquable le programme de tests du rendement à ce chapitre, en fournissant du personnel de soutien essentiel et de membres pour l'Unité canadienne d'adversaires tactiques.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de sécurité répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.13 Garanties

Le DSR « Garanties » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

OPG a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions de ses permis quant aux obligations internationales du Canada prises aux termes du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* [15].

L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur les centrales de Pickering-A et de Pickering-B pour effectuer une vérification du stock physique en 2011. Faute d'une telle vérification, la CCSN a effectué une évaluation du programme de prise d'inventaire physique afin de fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock physique.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de garanties répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.3.14 Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée dans les deux cas pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Lors de la surveillance effectuée au site et de l'examen des rapports soumis conformément au document S-99 [1], le personnel de la CCSN n'a pas décelé de problèmes d'importance dans ce domaine. L'information disponible démontre que le programme d'emballage et de transport d'OPG aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B répondait aux exigences et aux attentes de la CCSN.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'emballage et de transport répondait aux exigences réglementaires aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

1B.4 Gentilly-2

Les cotes de rendement de la centrale de Gentilly-2 pour l'année 2011 sont présentées au tableau 8. La cote de rendement « satisfaisant » a été attribuée à tous les domaines de sûreté et de réglementation (DSR). La cote intégrée de rendement de la centrale de Gentilly-2 était également « satisfaisant » pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à la centrale de Gentilly-2 en 2011. Aucun travailleur ou membre du public n'a reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et les rejets radiologiques ont également été bien en-deçà des limites réglementaires.

Hydro-Québec a rapporté les événements selon les exigences du document S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1] et a effectué un suivi approprié, y compris des analyses des causes fondamentales, et mis en place des mesures correctives au besoin. Hydro-Québec s'est également conformée aux conditions du permis concernant les obligations internationales du Canada en matière de garanties.

D'après les observations et les évaluations des DSR, le personnel de la CCSN a conclu qu'en 2011, la centrale de Gentilly-2 a été exploitée de manière sûre et conformément à son permis d'exploitation.

Tableau 8 : Cote de rendement de la centrale de Gentilly-2 en 2011

Domaines de sûreté et contrôle de réglementation	Cote	Moyenne des centrales
Système de gestion	**SA**	**SA**
Gestion du rendement humain	**SA**	**SA**
Rendement de l'exploitation	**SA**	**SA**
Analyse de la sûreté	**SA**	**SA**
Conception matérielle	**SA**	**SA**
Aptitude fonctionnelle	**SA**	**SA**
Radioprotection	**SA**	**SA**
Santé et sécurité classiques	**SA**	**SA**
Protection de l'environnement	**SA**	**SA**
Gestion des urgences et protection-incendies	**SA**	**SA**
Gestion des déchets	**SA**	**SA**
Sécurité	**SA**	**SA**
Garanties	**SA**	**SA**
Emballage et transport	**SA**	**SA**
Cote intégrée de la centrale	**SA**	**SA**

1B.4.1 Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Système de gestion

Le permis d'exploitation d'Hydro-Québec oblige la centrale à se conformer à la norme de l'Association canadienne de normalisation (CSA) N286-F05, *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires* [2]. Le personnel de la CCSN a vérifié qu'Hydro-Québec se conformait à cette norme, en prêtant une attention particulière à la mise en œuvre d'un programme d'assurance de la qualité (AQ) adéquat.

Conformément aux exigences de la norme N286-F05 [2], les fournisseurs de biens et de services doivent mettre en œuvre un programme d'AQ adéquat. Hydro-Québec fait appel aux services du CANDU Procurement Audit Committee (CANPAC) et du Nuclear Procurement Issues Committee (NUPIC) pour vérifier ces fournisseurs et pour évaluer les programmes d'assurance ou de gestion de la qualité qu'ils ont en place. Le personnel de la CCSN a examiné les documents d'Hydro-Québec ayant trait à la surveillance des activités du CANPAC et du NUPIC et n'a pas décelé de lacunes à ce chapitre.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du système de gestion répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.2 Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Formation du personnel
Le personnel de la CCSN a fait le suivi des progrès réalisés à la centrale de Gentilly-2 relativement aux programmes de formation en radioprotection.

Accréditation du personnel, examens d'accréditation et tests de requalification
Le personnel de la CCSN a conclu que le personnel de la centrale de Gentilly-2 était en nombre suffisant dans chaque domaine d'emploi pertinent, qu'il possédait les connaissances et compétences requises, et qu'il avait accès aux procédures et outils nécessaires pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire. Les vérifications des programmes de formation, d'examen et d'accréditation effectuées en 2011 n'ont révélé aucun problème d'importance, et le personnel de la CCSN a jugé qu'ils étaient généralement adéquats. Aucun examen d'accréditation ni aucun test de requalification du personnel de la centrale de Gentilly-2 n'étaient prévus en 2011.

Le personnel de la CCSN a également évalué les progrès réalisés à la centrale de Gentilly-2 en ce qui a trait aux avis de mesures émis antérieurement au sujet du transfert des examens applicables aux chefs de quart et opérateurs accrédités. Des progrès importants ont été réalisés à ce chapitre.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre de la gestion du rendement humain répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.3 Rendement de l'exploitation

Le DSR « Rendement de l'exploitation » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2 et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Réalisation des activités autorisées
Les activités d'exploitation d'Hydro-Québec à la centrale de Gentilly-2 sont régies par le document du titulaire de permis intitulé *Ligne de conduite pour l'exploitation*, document auquel on fait référence dans le permis d'exploitation. Ce document dicte la façon d'exploiter la centrale, d'en assurer l'entretien et de modifier ses systèmes pour optimiser la sûreté nucléaire et réduire le risque pour le public à un niveau assez faible pour être acceptable.

Tout au long de l'année, le personnel de la CCSN a effectué plusieurs inspections, y compris en chantier et en salle de commande. Aucun problème d'exploitation

d'importance n'a été décelé. Un haut niveau de conformité a de nouveau été observé dans ce domaine à la centrale de Gentilly-2.

Rendement de la gestion des arrêts
Il y a eu deux arrêts forcés à la centrale de Gentilly-2, mais aucun déclenchement de réacteur imprévu. Dix baisses contrôlées de puissance ont eu lieu en cours d'exploitation, mais aucun recul rapide de puissance (RRP) n'a été enregistré à cette centrale. Un arrêt planifié a eu lieu. La gestion des arrêts à la centrale de Gentilly-2 était conforme aux conditions prescrites dans le permis d'exploitation, et toutes les activités entreprises dans le cadre des ces arrêts ont été réalisées de manière sûre et sécuritaire.

Caractère adéquat des procédures
Le personnel de la CCSN a vérifié que lors de tous les événements, le personnel de la centra le de Gentilly-2 avait suivi les procédures approuvées, fait enquête sur les raisons des perturbations survenues ou les avait évaluées et avait pris des mesures correctives appropriées.

Le personnel de la CCSN a conclu qu'Hydro-Québec avait exploité la centrale de Gentilly-2 de façon sécuritaire et conformément à la LSRN, aux règlements et aux conditions du permis et du MCP.

1B.4.4 Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2 et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Analyse déterministe de la sûreté
En vertu du document d'application de la réglementation de la CCSN S-99 [1], une mise à jour du rapport de sûreté doit être déposée dans les trois ans suivant le dernier rapport. Le rapport de sûreté de la centrale de Gentilly-2 a été mis à jour en 2011. Le *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I* exige que les titulaires de permis de centrales nucléaires soumettent à la CCSN, à des fins d'examen, une description des structures, systèmes et composants de leurs installations dans les parties 1 et 2 du rapport de sûreté. Dans le cas de la centrale de Gentilly-2, ces parties du rapport de sûreté ont été soumises en 2011.

Étude probabiliste de sûreté
Hydro-Québec examinera à nouveau son dossier de sûreté à la lumière de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi. Ceci comprendra un examen de l'ensemble des conditions et de cas pris en compte dans la partie de l'EPS portant sur l'évaluation des événements externes.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'analyse de la sûreté répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.5 Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2 et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conception des composants
Hydro-Québec a confirmé que les SSC de la centrale de Gentilly-2 importants pour la sûreté et la sécurité nucléaires ont continué de répondre aux exigences du fondement de leur conception dans tous les états d'exploitation.

Qualification de l'équipement
La mise en œuvre du programme de qualification environnementale de la centrale de Gentilly-2 est en cours, conformément à l'échéancier prévu et tel que requis par le permis.

Conception et classification des systèmes
Le programme de conception des enveloppes sous pression de la centrale de Gentilly-2 répondait aux exigences de la norme de la CSA N285.0, *Exigences générales relatives aux systèmes et composants sous pression des centrales nucléaires CANDU* (1995) [20] et du document B51 *ASME Boiler & Pressure Vessel Code, National Board of Boiler Inspectors* (2003) [21]. Hydro-Québec doit, à partir du 30 juin 2012, se conformer aux exigences de la version 2006 de la norme N285.0 [20].

Le personnel de la CCSN a fourni à Hydro-Québec des commentaires sur le document des fondements de l'examen intégré de sûreté (EIS).

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme en matière de conception matérielle répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.6 Aptitude fonctionnelle

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Entretien
On continue d'améliorer le rendement du programme d'entretien à la centrale de Gentilly-2, celui-ci s'approchant de l'objectif des pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) s'est amélioré, atteignant 73 %.

Fiabilité
Le programme de fiabilité mis en œuvre à la centrale de Gentilly-2 continuait de répondre aux exigences réglementaires stipulées dans le document d'application de la réglementation de la CCSN S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [11].

Inspections périodiques
Hydro-Québec inspecte et fait des essais des SSC sous pression et des SSC du confinement, conformément au programme d'inspection périodique (PIP) de la centrale et aux normes pertinentes de la CSA. Aucune détérioration importante des enveloppes sous pression n'a été décelée durant les inspections réalisées en 2011.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme en matière d'aptitude fonctionnelle répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.7 Radioprotection

Le DSR « Radioprotection » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

D'après l'évaluation des constatations faites dans ce DSR, le personnel de la CCSN estime que la protection de la santé et de la sécurité des personnes contre le rayonnement ionisant offerte par Hydro-Québec à la centrale de Gentilly-2 était adéquate.

Contrôle de la contamination
Hydro-Québec a continué d'apporter des améliorations à long terme à son programme de radioprotection à l'égard de la surveillance et du contrôle du risque que présente la contamination alpha. Des renseignements additionnels sur ces améliorations sont donnés à la section 2.4.3.

Contrôle des doses aux travailleurs
Une exposition a dépassé un seuil d'intervention, mais aucune n'a dépassé une limite de dose administrative. Il faut cependant mentionner que les expositions étaient bien en-deçà des limites règlementaires. Les données sur les doses reçues à la centrale de Gentilly-2 en 2011 se trouvent à la section 1A.7 et à l'annexe D.

Au cours d'un incident survenu le 17 juin 2011, un travailleur a reçu une dose supérieure au seuil d'intervention en vigueur à la centrale de Gentilly-2. Ce travailleur a été exposé à de l'oxyde de tritium pendant qu'il effectuait un essai d'étanchéité sur un système de ventilation; l'application des procédures de planification des travaux n'avait pas révélé un risque possible d'exposition interne. Cette exposition unique au tritium a entraîné une dose de 2,84 mSv. Conformément au *Règlement sur la radioprotection*, Hydro-Québec a effectué une enquête afin d'établir pourquoi le seuil d'intervention avait été dépassé et déterminé les mesures à prendre pour rétablir l'efficacité du programme de

radioprotection, et celles-ci ont été mise en œuvre. Le personnel de la CCSN a été informé conformément aux délais stipulés dans le permis. À la lumière des résultats de l'enquête, le personnel de la CCSN a conclu qu'Hydro-Québec avait pris des mesures appropriées.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de radioprotection répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.8 Santé et sécurité classiques

Le DSR « Santé et sécurité classiques » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conformité aux codes du travail applicables
En 2011, les conditions à la centrale nucléaire de Gentilly-2 étaient conformes aux articles pertinents de la *Loi sur la santé et la sécurité au travail* du Québec et de ses règlements.

Surveillance interne et gestion des dangers
La surveillance interne et la gestion des dangers à cette centrale répondaient aux exigences de la CCSN. Lors de ses inspections en chantier, le personnel de la CCSN n'a décelé que des non-conformités mineures qui, dans tous les cas, ont été corrigées immédiatement après avoir été signalées au titulaire de permis.

Fréquence et taux de gravité des accidents
La fréquence des accidents est demeurée inchangée à 1,6 et il en était de même pour le taux de gravité des accidents qui est toujours 7,0. Les accidents entraînant une perte de temps sont survenus principalement pendant l'arrêt. Les définitions des termes « fréquence d'accident » et « gravité des accidents » se trouvent à la section 1A.8.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de santé et de sécurité au travail répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.9 Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Estimé de la dose au public
On a rapporté une dose au public de 0,0015 mSv due à la centrale de Gentilly-2, ceci étant bien en-deçà de la limite de dose pour le public qui est 1 mSv.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)
Les nouvelles limites opérationnelles dérivées (LOD) d'Hydro-Québec sont fondées sur la méthode prescrite dans la norme CSA N288.1 [18] qui comprend des calculs de dose, des paramètres pertinents et un modèle mis à jour. Les LOD correspondent à des rejets à l'environnement qui n'entraîneront pas des doses annuelles au public plus grandes que la limite réglementaire de 1 mSv. Le personnel de la CCSN a approuvé les nouvelles LOD et fermé le dossier.

Surveillance environnementale
Le personnel de la CCSN a continué d'effectuer le suivi des éléments nécessitant une attention particulière selon les résultats du programme de surveillance environnementale, c'est-à-dire les effets environnementaux liés au panache thermique et au captage de poissons au canal d'amenée de la centrale nucléaire de Gentilly-2.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de protection de l'environnement répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Gestion des urgences nucléaires et intervention en cas d'urgence classique
À la suite de l'exercice DERAD (Défense Radiologique) de novembre 2010 portant sur la gestion des urgences, la CCSN a émis une directive à Hydro-Québec lui demandant de corriger les processus de notification et de mobilisation afin de s'assurer qu'ils sont menés efficacement et rapidement, en particulier dans le cas de certains groupes au sein de l'équipe d'intervention en cas d'urgence. Le personnel de la CCSN a observé au cours du dernier exercice tenu en novembre 2011 qu'Hydro-Québec avait corrigé la situation de façon adéquate.

Protection et lutte contre les incendies
La plupart des travaux sur la tuyauterie de la boucle d'alimentation en eau d'incendie faisant le tour de la centrale ont été achevés durant l'année 2011. La partie souterraine de la boucle, qui datait de la construction de la centrale, a été remplacée.

Le personnel de la CCSN a conclu qu'à la centrale de Gentilly-2, Hydro-Québec maintient et met en œuvre un programme de gestion des urgences exhaustif et bien documenté, et que celui-ci répond aux exigences réglementaires.

1B.4.11 Gestion des déchets

Le DSR « Gestion des déchets » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Stockage et traitement des déchets
L'installation de déchets nucléaires de la centrale de Gentilly-2, qui comprend l'aire de stockage des déchets radioactifs, l'installation de gestion de déchets radioactifs solides phase I et l'aire de stockage à sec du combustible irradié, fait l'objet d'inspections régulières.

En 2011, le personnel de la CCSN a effectué deux inspections de conformité de l'installation de déchets, soit en mai et en décembre 2011. On a observé que certaines améliorations devraient être apportées à l'entretien des installations, mais ceci ne compromet pas la santé et la sécurité des personnes. Les doses de rayonnement reçues par le personnel d'Hydro-Québec à la centrale de Gentilly-2 lors des activités liées à ce DSR n'ont pas dépassé les limites de dose réglementaires.

Les débits de dose mesurés aux périmètres des clôtures de l'installation de déchets nucléaires de la centrale de Gentilly-2 étaient nettement inférieurs à la limite d'exploitation prescrite (0,0025 mSv/h). Les débits de dose mesurés au contact des parois des structures de stockage de déchets, choisies de façon aléatoire, étaient également inférieurs à la limite d'exploitation prescrite (0,025 mSv/h).

Plan de déclassement
Le personnel de la CCSN a jugé satisfaisant le plan de déclassement et les garanties financières préliminaires préparés par Hydro-Québec.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion des déchets répondait aux exigences réglementaires à la centrale Gentilly-2.

1B.4.12 Sécurité

Le DSR « Sécurité » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Formation, exercices et manœuvres
Hydro-Québec a amélioré son programme de sécurité au cours de l'année et elle a continué d'appuyer le programme de tests du rendement à ce chapitre en fournissant du personnel de soutien essentiel et des membres pour l'Unité canadienne d'adversaires tactiques. Hydro-Québec a renforcé le programme général de sécurité à la centrale de Gentilly-2 en 2011.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de sécurité répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.4.13 Garanties

Le DSR « Garanties » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Hydro-Québec a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions du permis qui touchent aux obligations internationales du Canada prises aux termes du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* [15].

L'AIEA n'a pas arrêté son choix sur la centrale de Gentilly-2 pour effectuer une vérification du stock physique en 2011. Faute d'une telle vérification, la CCSN a effectué une évaluation du programme de prise d'inventaire physique pour fournir à l'AIEA l'assurance que le niveau de préparation de l'installation aurait été adéquat si elle avait été choisie pour une vérification du stock physique.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de garanties répondait aux exigences réglementaires à la centrale fr Gentilly-2.

1B.4.14 Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Gentilly-2, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Ce DSR se rapporte aux programmes ayant trait à l'emballage et au transport sûrs des substances nucléaires et appareils à rayonnement qui entrent et sortent de l'installation autorisée. Lors de la surveillance effectuée au site et de l'examen des rapports soumis conformément au document S-99 [1], le personnel de la CCSN n'a décelé aucun problème dans ce domaine.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'emballage et de transport répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Gentilly-2.

1B.5 Point Lepreau

Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a poursuivi en 2011 les activités de réfection de la centrale de Point Lepreau. Le personnel de la CCSN a pour sa part poursuivi en 2011 ses examens, ses inspections et sa surveillance des activités d'Énergie NB liées à la réfection de la centrale, tout en effectuant de manière continue une évaluation du rendement en matière de sûreté du titulaire de permis à l'égard des exigences de son permis.

Le tableau 9 présente les cotes de rendement en matière de sûreté de la centrale de Point Lepreau pour l'année 2011. La cote « satisfaisant » a été attribuée à tous les domaines de sûreté et de réglementation (DSR). La cote intégrée de rendement « satisfaisant » a été attribuée à la centrale de Point Lepreau pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Il n'y a eu aucune défaillance grave de système fonctionnel à la centrale de Point Lepreau. Aucun travailleur ni aucun membre du public n'ont reçu une dose dépassant les limites réglementaires, et tous les rejets radiologiques ont été bien inférieurs aux limites réglementaires et aux seuils d'intervention de la centrale.

Énergie NB a signalé les évènements selon les exigences du document S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires* [1] et a effectué un suivi approprié, y compris des analyses des causes fondamentales, et a mis en place des mesures correctives au besoin. Énergie NB s'est également conformée aux conditions de permis concernant les obligations internationales du Canada en matière de garanties.

À la lumière de ces observations et des évaluations du rendement dans les DSR, le personnel de la CCSN a conclu que la centrale de Point Lepreau a été exploitée de manière sûre en 2011.

Tableau 9 : Cote de rendement de la centrale de Point Lepreau en 2011

Domaines de sûreté et contrôle de réglementation	Cote	Moyenne des centrales
Système de gestion	**SA**	**SA**
Gestion du rendement humain	**SA**	**SA**
Rendement de l'exploitation	**SA**	**SA**
Analyse de sûreté	**SA**	**SA**
Conception matérielle	**SA**	**SA**
Aptitude fonctionnelle	**SA**	**SA**
Radioprotection	**SA**	**SA**
Santé et sécurité classiques	**SA**	**SA**
Protection de l'environnement	**SA**	**SA**
Gestion des urgences et protection-incendie	**SA**	**SA**
Gestion des déchets	**SA**	**SA**
Sécurité	**SA**	**SA**
Garanties	**SA**	**SA**
Emballage et transport	**SA**	**SA**
Cote intégrée de la centrale	**SA**	**SA**

1B.5.1 Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Système de gestion

Le permis d'exploitation d'Énergie NB renouvelé en 2012 exige de se conformer à la norme de la CSA N286-F05, *Exigences relatives aux systèmes de gestion des centrales nucléaires* [2]. Cette norme stipule les exigences que doivent respecter les programmes du système de gestion (en remplacement du programme d'AQ défini dans la série de normes CSA N286). Énergie NB a indiqué qu'elle se conformerait pleinement à la norme N286-F05 d'ici au 30 juin 2012. Le personnel de la CCSN a confirmé que les processus documentés du système de gestion dont Énergie NB se sert répondent à ses attentes et que leur mise en œuvre à la centrale de Point Lepreau répond aux exigences de la CCSN.

Conformément aux exigences de la norme N286-F05 [2], les fournisseurs de biens et de services doivent mettre en œuvre un programme d'AQ adéquat. Énergie NB fait appel aux services du CANDU Procurement Audit Committee (CANPAC) et du Nuclear Procurement Issues Committee (NUPIC) pour vérifier ces fournisseurs et pour évaluer les programmes d'assurance ou de gestion de la qualité qu'ils ont en place. Le personnel de la CCSN a examiné les documents d'Énergie NB ayant trait à la surveillance des activités du CANPAC et du NUPIC et n'a pas décelé de lacunes à ce chapitre.

À la fin de 2010, Énergie NB a soumis la révision 6 du document NMM-00660, *Nuclear management manual*, au personnel de la CCSN pour examen et pour qu'une modification

soit éventuellement apportée au permis. Ce manuel et les documents connexes décrivent le système de gestion mis en œuvre à la centrale de Point Lepreau. Ce manuel et ces documents ont été révisés pour tenir compte des exigences de la norme CSA N286-F05 [2]. Le personnel de la CCSN a indiqué que le manuel et les documents révisés sont conformes à la norme de la CSA et le permis d'exploitation a été révisé pour tenir compte de la révision 6.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du système de gestion répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.2 Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Formation du personnel

Lors d'évaluations et d'examens de documents antérieurs, le personnel de la CCSN a observé que bien qu'Énergie NB avait en place un système fondé sur l'approche systématique à la formation (ASF) et qu'elle l'avait mis en œuvre de façon adéquate dans le cas du personnel de conduite, ce système n'était pas appliqué de façon efficace pour d'autres groupes d'employés. La cote « inférieur aux attentes » a donc été attribuée au domaine particulier de la « Formation du personnel » pour l'année 2010. En 2011, Énergie NB a apporté des améliorations importantes à son système de formation et a également réalisé des progrès marqués au chapitre de la mise à jour de ses programmes de formation pour tenir compte des modifications découlant de la réfection en cours, soit les modifications techniques de même que celles apportées à la conception et aux procédures. Par conséquent, à la lumière des progrès réalisés jusqu'à maintenant, la cote attribuée à Énergie NB dans le domaine particulier de la « Formation du personnel » a été haussée à « satisfaisant ».

Examen d'accréditation et test de requalification

L'administration des examens d'accréditation à la centrale de Point Lepreau est satisfaisante. Aux fins de l'accréditation initiale des travailleurs, ces examens répondaient aux exigences minimales. Le taux de réussite général aux examens à des fins d'accréditation initiale était de 92 % alors qu'il était de 100 % dans le cas des tests de requalification.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion du rendement humain répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.3 Rendement de l'exploitation

Le DSR « Rendement de l'exploitation » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Réalisation des activités autorisées et rendement de la gestion des arrêts
La centrale est demeurée en arrêt alors que les travaux de réfection se sont poursuivis. Les travaux au cours de la période de référence comprenaient le remplacement des tubes de force du réacteur et l'achèvement de travaux d'amélioration d'autres systèmes.

Caractère adéquat des procédures
Énergie NB a mis en œuvre en 2011 un nouveau processus de gestion pour déterminer les causes des problèmes et les mesures correctives devant être prises. Le nouveau processus comprend une série de réunions officielles du personnel tenues de façon périodique. Ce processus a permis de diminuer le retard dans la mise en œuvre des mesures correctives. Bien que les efforts pour réduire la durée moyenne de ces retards donnent de bons résultats, le nombre de mesures en suspens ou en retard demeurait suffisamment élevé pour justifier de ne pas fermer ce dossier. La situation concernant ce dossier sera évaluée par le personnel de la CCSN avant le redémarrage de la centrale prévu en 2012.

Au cours de l'année, le personnel de la CCSN au site a effectué des activités de surveillance et de suivi, des tournées d'inspection et des vérifications de l'installation et de la mise en service de modifications et de mises à niveau.

Le personnel de la CCSN a jugé qu'OPG a exploité la centrale de Point Lepreau de manière sûre et conformément à la LSRN, aux règlements et aux conditions du permis et du MCP.

1B.5.4 Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Analyse déterministe de la sûreté
En vertu du document d'application de la réglementation de la CCSN S-99 [1], une mise à jour du rapport de sûreté doit être soumise dans les trois ans suivant le dernier rapport. Énergie NB a mis à jour le rapport de sûreté et l'a soumis à la CCSN en 2009, document auquel on fait référence dans le manuel des conditions du permis (MCP). Le *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I* exige que les titulaires de permis de centrales nucléaires soumettent à la CCSN, à des fins d'examen, une description des structures, systèmes et composants de leurs installations dans les parties 1 et 2 du rapport de sûreté. Énergie NB a soumis ces parties du rapport de sûreté à la CCSN en 2009. La prochaine mise à jour est requise en 2012.

Étude probabiliste de sûreté

Énergie NB a continué de réaliser des progrès adéquats au chapitre des analyses de la sûreté liées aux activités de réfection en cours et en ce qui a trait à un certain nombre de programmes ou de sujets dans ce domaine faisant présentement l'objet de travaux, dont la conformité au document d'application de la réglementation S-294, *Études probabilistes de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires* [7] de la CCSN, le programme d'amélioration des analyses de la sûreté, les paramètres d'exploitation sûre (PES) et l'incidence du vieillissement sur l'analyse de la sûreté. À la suite du renouvellement du permis de la centrale de Point Lepreau en 2012, des exigences relatives aux programmes d'analyse déterministe de la sûreté et d'étude probabiliste de sûreté (EPS) ainsi qu'aux PES sont maintenant intégrées aux conditions du permis.

En plus de ce qui précède, Énergie NB examinera à nouveau son dossier de sûreté à la lumière de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi. Ceci comprendra un examen de la gamme des conditions et cas pris en compte dans la partie de l'EPS qui porte sur l'évaluation des événements externes.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'analyse de la sûreté répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.5 Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conception et classification des systèmes

Plusieurs améliorations ont été apportées à la conception dans le cadre du projet de réfection de la centrale de Point Lepreau en vue de prolonger l'exploitation de 25 à 30 ans. L'activité principale prévue lors de l'arrêt à des fins de réfection, soit le remplacement des tubes, a été achevée en 2011. Le projet de réfection comprenait également un nombre de réparations, remplacements, inspections et mises à niveau ainsi que d'autres activités courantes d'exploitation et d'entretien.

En 2011, Énergie NB a terminé l'installation des tubes de calandre, des tubes de force et des tuyaux d'alimentation. Pour accroître le rendement, des améliorations ont été apportées à la conception des nouveaux composants installés, et ceux-ci respectent des spécifications modernes (améliorations des systèmes d'arrêt, des composants des canaux de combustible, des tuyaux d'alimentation, de la protection et de la lutte contre les incendies et des mesures d'évacuation, ainsi que des mises à niveau relativement à la robustesse des mesures parasismiques). Le personnel de la CCSN a examiné et accepté les documents décrivant la conception, ainsi que les exigences et spécifications qu'elle doit respecter dans le cas du remplacement des tubes (canaux de combustible, tuyaux d'alimentation et tubes de calandre).

Pour tenir compte des AHD, des mises à niveau ont été effectuées, comme l'installation d'une conduite d'appoint à la cuve de la calandre, d'un système d'évent avec filtres pour les situations d'urgence, de recombineurs d'hydrogène, d'un système de filtration de l'air de la salle de commande principale, d'équipement d'échantillonnage et de surveillance <a la suite d'accidents.

Le personnel de la CCSN a effectué une inspection de type II du système de distribution électrique. Énergie NB est s'attache à régler les deux problèmes soulevés relativement à l'essai de la capacité des batteries et des génératrices de l'alimentation électrique d'urgence.

Conception de la protection contre les incendies
Énergie NB apporte présentement des améliorations à la conception de la protection contre les incendies conformément à la norme de la CSA N293-07 [9], et il est prévu qu'elle s'y conformera pleinement d'ici la fin de 2014. Dans l'intervalle, des mesures de compensation sont en place.

Facteurs humains dans la conception
Énergie NB a apporté des améliorations continuelle au chapitre des facteurs humains, et ce, tant en ce qui concerne la conception que la mise en œuvre des processus. Cependant, des aspects nécessitent toujours des améliorations, particulièrement en ce qui concerne la validation de la conception et de l'évaluation des facteurs humains dans les activités de conception des entrepreneurs. Ces points feront l'objet d'un suivi de la part du personnel de la CCSN.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de conception matérielle répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.6 Aptitude fonctionnelle

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Entretien
En 2011, la centrale de Point Lepreau est demeurée en arrêt à des fins de réfection. Les évaluations et inspections effectuées par le personnel de la CCSN n'ont révélé aucun problème d'importance au chapitre de l'entretien. Le coefficient d'exécution de l'entretien préventif (CEEP) de 88 % en 2011 était satisfaisant.

Fiabilité
Le programme de fiabilité mis en œuvre à la centrale de Point Lepreau a continué de répondre aux exigences du document d'application de la réglementation de la CCSN S-98, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires* [11].

Gestion du cycle de vie
Les plans de gestion du vieillissement des tubes de force, des tuyaux d'alimentation, des générateurs de vapeur et des structures de béton de l'enceinte de confinement pendant leur cycle de vie étaient tous satisfaisants. Énergie NB révise présentement les parties de ses programmes de gestion du cycle de vie portant sur les tubes de forces et les tuyaux d'alimentation et prévoit soumettre à la CCSN pour examen, dans les 90 jours suivant la fin de l'arrêt à des fins de réfection, un nouveau plan pour les canaux de combustible.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'aptitude fonctionnelle répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.7 Radioprotection

Le DSR « Radioprotection » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

À la lumière de l'évaluation des observations recueillies relativement à ce DSR, le personnel de la CCSN juge qu'OPG a protégé de façon adéquate la santé et la sécurité des personnes contre le rayonnement ionisant à la centrale de Point Lepreau.

Contrôle de la contamination et contrôle des doses aux travailleurs
Aucune exposition au rayonnement n'a dépassé les limites de dose administratives et aucun incident entraînant une dose supérieure aux seuils d'intervention fixés par Énergie NB et devant être rapportée n'a eu lieu. On prévoit que la dose liée aux activités de réfection de la centrale de Point Lepreau sera inférieure à celle prévue pour le projet et qui est 12,7 personnes-Sieverts.

Le 13 décembre 2011, en raison d'une erreur de contrôle de la configuration, une petite fuite accidentelle (de 4 à 6 litres) d'eau lourde a eu lieu à l'intérieur de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur à la centrale de Point Lepreau. À la suite de cette fuite, le personnel de la CCSN a effectué une inspection circonscrite portant sur les mesures prises pour préserver la santé et la sécurité des personnes et protéger l'environnement. Il a déterminé qu'Énergie NB avait pris toutes les précautions raisonnables pour protéger l'environnement, préserver la santé et la sécurité des personnes et contrôler les rejets de substances nucléaires découlant de cette fuite. La dose la plus élevée reçue par un membre de l'équipe de nettoyage est évaluée à 0,1 mSv, soit 0,2 % de la limite de dose réglementaire pour les travailleurs du secteur nucléaire.

Énergie NB a continué d'apporter des améliorations à long terme au programme de radioprotection de la centrale de Point Lepreau relativement à la surveillance et au contrôle de la contamination alpha afin qu'il soit au niveau des pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Il est prévu que la mise en œuvre de ces améliorations sera entièrement terminée à la centrale de Point Lepreau d'ici la fin de 2012. Des mesures de protection et de contrôle sont en place pour protéger les travailleurs contre les dangers de la

contamination alpha. Les données sur les doses reçues en 2011 se trouvent à la section 1A.7 et à l'annexe D.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de radioprotection répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.8 Santé et sécurité classiques

Le DSR « Santé et sécurité classiques » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Conformité aux codes du travail applicables
Les conditions à la centrale de Point Lepreau étaient conformes aux sections pertinentes de la *Loi sur l'hygiène et la sécurité au travail*, de la *Loi sur les accidents de travail* et de la *Loi sur la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail*.

Surveillance interne et gestion des dangers
En raison des activités de réfection, on entrepose et on se débarrasse d'une quantité plus importante de matériel à la centrale de Point Lepreau. Cependant, les inspections n'ont révélé aucun problème d'importance en matière de sûreté en ce qui a trait à la surveillance interne. Les travailleurs portent l'équipement de protection individuelle approprié aux conditions ambiantes.

Fréquence et taux de gravité des accidents
La fréquence des accidents à la centrale de Point Lepreau a baissé en 2011, atteignant 0,5 comparativement à 0,6 en 2010. Le taux de gravité est demeuré inchangé, étant toujours nul. Les définitions des termes « fréquence d'accident » et « taux de gravité des accidents » se trouvent à la section 1A.8.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de santé et de sécurité au travail répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.9 Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Dose estimative au public
On a rapporté une dose au public de 0,0003 mSv, ce qui est bien inférieur à la limite de dose du public qui est 1 mSv.

Contrôle des effluents et des émissions (rejets)
En 2011, les rejets de substances nucléaires dans les effluents gazeux et liquides étaient considérablement inférieurs aux seuils d'intervention en matière d'environnement.

En novembre 2011, Énergie NB a rapporté un rejet à l'environnement d'eau légère contenant de l'hydrazine. Elle a pris des mesures appropriées pour arrêter la fuite et elle a mené à bien une enquête exhaustive qui a été examinée par la suite par le personnel de la CCSN. D'après la nature de l'événement et des mesures prises par Énergie NB, le personnel de la CCSN a conclu que l'événement n'a pas entraîné de risque important pour l'environnement.

Le 13 décembre 2011, une petite fuite accidentelle (de 4 à 6 litres) d'eau lourde a eu lieu à l'intérieur de l'enceinte de confinement du bâtiment du réacteur à la centrale de Point Lepreau. Le personnel de la CCSN a examiné l'événement et déterminé que la fuite représentait un risque négligeable pour l'environnement et n'avait aucune incidence sur la santé des travailleurs et du public. Il a indiqué que des calculs prudents ont démontré que le rejet de tritium dans les effluents gazeux était inférieur à 0,3 % de la LOD hebdomadaire et inférieur à 3 % du seuil d'intervention, qui lui est plus prudent. Énergie NB a déterminé la cause fondamentale de la fuite et pris des mesures visant à ce que ce type d'événement ne puisse se reproduire.

Surveillance environnementale
Les résultats de la mise en œuvre du système de gestion de l'environnement sont similaires à ceux de l'année précédente. La mise en œuvre du programme de surveillance environnementale se poursuit au site pendant les travaux de réfection, les doses prévues pour le public et les rejets étant maintenus à des niveaux bas.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de protection de l'environnement répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.10 Gestion des urgences et protection-incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, une cote supérieure par rapport à celle de l'année dernière.

Gestion des urgences nucléaires et intervention en cas d'urgence classique
Énergie NB a continué d'effectuer des mises à niveau de son programme des mesures en cas d'urgence nucléaire afin de répondre entièrement aux exigences applicables en exploitation normale. Des séances de formation et des exercices simulés ont été menés en prévision de la mise en œuvre du nouveau système de commandement en cas d'incident devant servir pour les interventions en cas d'urgence. Tenant compte des activités de réfection en cours, l'exercice complet d'intervention en cas d'urgence qui avait été prévu a été reporté à mars 2012.

Continuité des opérations
Le plan d'intervention en cas de pandémie élaboré par Énergie NB pour la centrale de Point Lepreau a été examiné dans le cadre du renouvellement du permis, et il a été jugé satisfaisant. Ce plan est requis pour s'assurer qu'un effectif suffisant et des ressources adéquates seront disponibles pour permettre la poursuite des activités en cas de pandémie.

Protection et lutte contre les incendies
Dans le rapport de l'année dernière (Rapport 2010 sur les centrales nucléaires), la cote « inférieur aux attentes » avait été attribuée au domaine spécifique « Protection et la lutte contre les incendies » à la suite de résultats d'une inspection de type II sur le rendement de l'équipe d'intervention en cas d'urgence, et en raison des lacunes de la conception du programme de protection contre les incendies. Il faut signaler que pour le rapport de la présente période de référence (Rapport 2011 sur les centrales nucléaires), la cote attribuée à l'aspect conception de la protection contre les incendies est prise en compte dans le DSR « Conception matérielle ».

Pour s'assurer qu'une attention appropriée est accordée à ce problème de rendement de l'équipe d'intervention en cas d'urgence, un protocole a été signé en août 2011 entre la CCSN et Énergie NB. Celui-ci définit un processus par lequel une cote « satisfaisant » pourrait être attribuée au rendement de cette équipe.

Le personnel de la CCSN a surveillé de près l'efficacité des mesures correctives. Des améliorations ont été observées au cours de la deuxième partie de 2011, et Énergie NB a atteint vers la fin de l'année un niveau de rendement correspondant à la cote « satisfaisant ».

Le personnel de la CCSN a conclu qu'Énergie NB maintient et met en œuvre un programme de gestion des urgences exhaustif et bien documenté à la centrale de Point Lepreau, et que ce programme répond aux exigences réglementaires.

1B.5.11 Gestion des déchets

Le DSR « Gestion des déchets » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets
Le personnel de la CCSN estime qu'Énergie NB a pris les mesures nécessaires pour minimiser, séparer et classer les déchets nucléaires générés par l'exploitation de la centrale de Point Lepreau. Énergie NB a établi une ligne de conduite pour l'exploitation qui englobe les différentes sources de déchets nucléaires à la centrale.

Stockage et traitement des déchets
Le permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau porte sur l'installation de gestion des déchets radioactifs solides. Le site de cette installation n'est pas adjacent au site du réacteur, et les déchets doivent donc être transportés sur une courte distance en empruntant un chemin privé. La surveillance des activités de transfert des déchets est assurée par le personnel de la CCSN en poste au site et des membres de sa Division des déchets et du déclassement à Ottawa.

L'entreposage des déchets comprend l'entreposage à l'intérieur de la centrale nucléaire pour de très courtes périodes avant qu'ils soient transférés à l'installation de gestion des déchets radioactifs solides pour entreposage à long terme. En tout temps, Énergie NB a démontré une gestion et un contrôle de l'entreposage des déchets uniformes et conformes aux exigences.

Plan de déclassement
Après avoir évalué le plan de déclassement de la centrale de Point Lepreau révisé en 2011, le personnel de la CCSN a conclu qu'il répond aux exigences réglementaires.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de gestion des déchets répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.12 Sécurité

Le DSR « Sécurité » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Formation, exercices et manœuvres
Énergie NB a amélioré son programme de sécurité au cours de l'année et elle continue d'appuyer le programme de tests du rendement à ce chapitre en fournissant du personnel de soutien essentiel et des membres pour l'Unité canadienne d'adversaires tactiques.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme de sécurité répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.13 Garanties

Le DSR « Garanties » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Énergie NB a pris des mesures appropriées pour se conformer aux conditions de ses permis ayant trait aux obligations internationales du Canada prises aux termes du *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* [15].

Du 6 au 9 septembre 2011, l'AIEA a effectué à la centrale de Point Lepreau une vérification du stock physique afin de s'assurer qu'aucun détournement de matières nucléaires n'avait eu lieu, de déceler toute tentative d'altération du système de confinement et de surveillance mis en place par l'AIEA, et de confirmer la validité des déclarations faites par les autorités du pays et l'exploitant de la centrale. Aucun problème important de conformité n'a été décelé.

Énergie NB a de plus apporté au cours de l'année son soutien aux travaux de grande envergure visant l'installation et la mise à niveau d'équipement de l'AIEA. Dignes de mention sont les efforts déployés pour faire les arrangements et la planification nécessaires pour l'installation d'un système autonome de surveillance à distance pour le transfert du combustible usé.

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme en matière de garanties répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

1B.5.14 Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » répondait aux exigences et aux objectifs de rendement pertinents de la CCSN à la centrale de Point Lepreau, et la cote « satisfaisant » lui a été attribuée pour l'année 2011, soit la même que l'année dernière.

Ce domaine comprend la supervision de l'emballage et du transport des substances nucléaires. Toutes les étapes du processus sont comprises dans ce DSR, allant de la conception des emballages jusqu'au déchargement des pièces emballées une fois à leur destination.

Le personnel de la CCSN a évalué le rendement du titulaire de permis en effectuant une inspection sur les matières dangereuses, et en examinant les procédures d'expédition et les rapports trimestriels soumis pour vérifier leur conformité au *Règlement sur l'emballage et le transport de substances nucléaires* (RETSN).

D'après l'information évaluée, le personnel de la CCSN a conclu que la mise en œuvre du programme d'emballage et de transport répondait aux exigences réglementaires à la centrale de Point Lepreau.

Partie 2 – Développements et questions en matière de réglementation

La partie 2 du présent rapport donne des informations détaillées sur différents développements et questions en matière de réglementation dont une mise à jour sur :

- la délivrance de permis
  - les modifications aux permis
  - les révisions apportées au manuel des conditions du permis (MCP)
- des projets et initiatives d'importance
- des questions d'importance en matière de réglementation
- les rapports de notification rapide

Pour tenir compte de la complexité de plusieurs questions en matière de réglementation et du fait qu'elles sont continuellement en évolution, l'information dans la présente partie est aussi à jour que le permet l'échéancier de préparation du Rapport sur les centrales nucléaires. Ainsi, la période de référence pour la partie 2 s'étale de janvier 2011 à avril 2012.

Le 17 mars 2011, en vertu de l'alinéa 12(2) du *Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (RGSRN), la CCSN a émis une directive à l'endroit de tous les titulaires de permis de grandes installations. Cette directive était en réponse à l'accident de la centrale de Fukushima Daiichi de TEPCO, au Japon, accident occasionné par le séisme et le tsunami survenus le 11 mars. Elle demandait aux titulaires de permis d'examiner les leçons tirées de cet événement, de revoir leurs dossiers de sûreté et de soumettre un rapport sur les plans de mise en œuvre de mesures pour éliminer tout écart d'importance. La partie 3 du présent rapport contient des informations plus détaillées sur la réponse de la CCSN et des titulaires de permis des centrales nucléaires à l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi.

Deux permis d'exploitation ont été renouvelés au cours de la période de référence : celui de la centrale de Gentilly-2 en 2011 et celui de la centrale de Point Lepreau au début de 2012. Des sept permis d'exploitation délivrés à des exploitants de centrale nucléaire, cinq comprennent maintenant un manuel des conditions du permis (MCP) en annexe. Les permis qui ne se conforment pas au nouveau permis d'exploitation de réacteur de puissance (PERP), ceux des centrales de Darlington et de Pickering-B, devraient être renouvelés d'ici le 30 juin 2013.

Les titulaires de permis sont tenus d'informer la CCSN lorsque des événements d'importance surviennent. Les raisons qui justifient de tels avis varient de l'intérêt que peuvent leur accorder le public et les médias jusqu'à la présence d'un risque potentiel pour la santé et la sécurité des personnes ou pour la sécurité des Canadiens. Une fois qu'un événement est jugé à déclaration obligatoire, il est présenté au tribunal de la Commission sous la forme d'un rapport de notification rapide (RNR). Il est important d'insister sur le fait que le nombre de RNR dans une année ne constitue pas une indication de la sûreté des centrales nucléaires au Canada. Par exemple, les événements

rapportés en 2011 et au début de 2012 étaient de valeur négligeable ou de peu d'importance sur le plan de la sûreté, et ils ont fait l'objet d'un rapport principalement à cause de l'intérêt que le public et les médias pouvaient leur accorder.

Vingt RNR concernant les centrales nucléaires ont été soumis durant la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Un sommaire des renseignements au sujet de ces RNR est présenté dans la présente partie 2 pour chacune des centrales.

2.1 Bruce-A et Bruce-B

2.1.1 Permis

Les permis d'exploitation d'un réacteur de puissance (PERP) des centrales de Bruce-A et de Bruce-B ont été renouvelés le 30 octobre 2009 pour une période de cinq ans (jusqu'au 31 octobre 2014), suivant le projet de réforme des permis de la CCSN.

Modifications aux permis

Aucune modification n'a été apportée aux PERP des centrales de Bruce-A et de Bruce-B au cours de la période de référence.

Révisions du manuel des conditions du permis

Une révision des manuels des conditions du permis (MCP) des centrales de Bruce-A et de Bruce-B a été effectuée au cours de la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Toutes les modifications ont été approuvées par le directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires. Les modifications les plus importantes apportées aux MCP de ces centrales au cours de cette période se trouvent aux tableaux 10 et 11. Aucune révision n'était applicable qu'au MCP de la centrale Bruce-B.

Tableau 10 : Modifications apportées aux manuels des conditions du permis des centrales de Bruce-A et de Bruce-B

Section	Description de la modification	Nature de la révision
1.5	Le tableau 1 a été radié et le tableau 2 a été modifié à la section 1.5 pour tenir compte d'une mise à jour des numéros de révision de programmes de gestion particuliers.	Administrative
1.7	Modification du préambule et des critères de vérification de la conformité (CVC) de la section 1.7 afin de les clarifier.	Technique
5.2	Le besoin de signaler les modifications apportées aux systèmes spéciaux de sûreté a été ajouté aux CVC de la section 5.2 afin de les clarifier davantage.	Administrative
6.1	Les deux mesures se rapportant au plan de transition de Bruce Power visant à se conformer à la condition 6.1 du permis ont été menées à bien et donc radiées des CVC de la section 6.1.	Administrative
6.2	Le plan de transition de Bruce Power pour se conformer à la condition 6.2 du permis a été terminé et a donc été radié des CVC de la section 6.2	Administrative
8.1	Dans le préambule de la section 8.1 portant sur les rapports sur l'environnement liés aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, la partie du texte ayant trait au classement des événements concernant des déversements, à la nécessité de les rapporter à l'agence de réglementation et à la surveillance connexe a été mise à jour. Les tableaux 2 et 3 du préambule de la section 8.1 relatifs à un sommaire des rapports réguliers sur l'environnement ont été modifiés.	Administrative
11.1	Le dernier paragraphe de la section 11.1 des CVC a été modifié pour	Technique

Section	Description de la modification	Nature de la révision
	tenir compte de l'entrée en vigueur le 1er janvier 2011 du document RD-336, *Comptabilisation et déclaration des matières nucléaires.* Bruce Power a jusqu'au 1er juillet 2012 pour se conformer à ce document.	
7.1	Ajout du document d'orientation de la CCSN G-217, *Les programmes d'information publique des titulaires de permis* aux CVC de la section 7.1.	Administrative

Tableau 11 : Modifications apportées au manuel des conditions du permis de la centrale de Bruce-A

Section	Description de la modification	Nature de la révision
6.1	Pour clarifier les CVC de la section 6.1 ayant trait à la conformité aux programmes d'AQ, le texte suivant a été inséré : « tel que déterminé au cours de l'application du processus de disponibilité à des fins d'acceptation des systèmes pour le redémarrage ».	Administrative

Un nombre de modifications au niveau de la forme (p. ex., mises à jour des références, des termes et des définitions) ont été apportées au MCP des deux centrales. Les modifications apportées aux MCP ne débordent pas des limites des permis.

2.1.2 Mises à jour sur les projets et initiatives d'importance

Programme de suivi de l'évaluation environnementale à la centrale de Bruce-A
Bruce Power a continué de mener des activités dans le cadre du programme de suivi relatif à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Une partie de ce programme, soit la mise en œuvre d'un programme de surveillance à long terme du grand corégone, a été menée à bien en collaboration avec des parties intéressées. Le sommaire annuel de 2010 sur l'étude du grand corégone a été soumis en novembre 2011.

La mise en œuvre du programme de surveillance relatif à l'évaluation environnementale s'est poursuivie à la centrale de Bruce-A conformément aux plans approuvés au préalable par le personnel de la CCSN. Le rapport couvrant la quatrième année (2010) de ce programme a été soumis à la CCSN en septembre 2011. Des projets de plans de surveillance pour la phase d'exploitation ont été soumis en juillet 2011 concernant les effets d'entraînement et d'impact et, en décembre 2011, concernant le plan de surveillance des effets thermiques. La surveillance pendant la phase d'exploitation commencera selon un échéancier qui tient compte du démarrage des tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A. Un atelier de travail regroupant des parties intéressées au plan sur les effets d'entraînement et d'impact a eu lieu en août 2011. Des représentants des titulaires de permis, d'agences gouvernementales et de groupes autochtones, des chercheurs des universités ainsi que des gestionnaires de la pêche et des pêcheurs ont participé à cet atelier. Un sondage au sujet des frayères d'achigan a été effectué en 2011. De plus, pour une troisième année, un sondage auprès des pêcheurs d'achigan a été mené en 2011, à la lumière des résultats d'analyse fournis par le ministère des Ressources naturelles de l'Ontario.

Consultation des groupes autochtones

La CCSN continue de coopérer aves les Premières Nations et les Métis de la région de Bruce au sujet des projets nucléaires et de travailler avec différents groupes autochtones pour assurer la sécurité du personnel et la protection de l'environnement. Dans le cadre du programme d'évaluation environnementale à la centrale de Bruce-A, Bruce Power et la bande de la nation des Ojibway Saugeen ont poursuivi leur coopération visant l'élaboration d'un programme de recherche universitaire pour répondre aux inquiétudes de cette Nation au sujet des études de l'écologie du grand corégone. En avril 2011, le personnel de la CCSN a rencontré l'équipe de recherche universitaire pour lui fournir des éléments de perspective et des renseignements techniques généraux pertinents.

Prolongement de la durée de vie utile des tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A

Bruce Power travaille à la réfection des tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A depuis 2006. Tous les travaux de réfection majeurs ont été achevés en 2011, et les activités de remise en service de ces tranches sont maintenant en cours. Les activités principales de construction à chacune des tranches comprenaient :

- le remplacement des 480 canaux de combustible, y compris les tubes de force, les tubes de calandre et les embouts
- le remplacement des 960 segments inférieurs des tuyaux d'alimentation du circuit caloporteur primaire
- le remplacement des huit générateurs de vapeur
- l'amélioration de la capacité de détection des surpuissances neutroniques
- l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs afin d'atténuer l'accumulation d'hydrogène pendant des accidents graves
- le remplacement des composants et de l'équipement désuets
- la mise à niveau de qualifications environnementales
- l'ajout d'une salle de commande auxiliaire
- la mise à niveau des systèmes de protection-incendie
- la mise en œuvre de modifications pour faire face aux dangers sismiques

La remise en service des deux tranches s'effectue suivant un processus systématique comprenant des points d'arrêt réglementaires. Ces points d'arrêt ont été établis par la CCSN au moment du renouvellement du permis en 2009. Le personnel de la CCSN a consenti en juin 2011 à permettre le rechargement du combustible à la tranche 2, puisque les conditions liées aux points d'arrêt connexes avaient été respectées, et il a fait de même pour la tranche 1 en novembre 2011. À la suite du rechargement du combustible, Bruce Power a poursuivi le programme de mise en service, incluant un essai de pressurisation de la voûte ainsi que le remplissage, le rinçage et un essai de pressurisation du circuit caloporteur primaire. En mars 2012, la sortie de l'EAG de la tranche 2 a été autorisée, les conditions liées aux points d'arrêt connexes ayant été respectées.

Les points d'arrêt encore à franchir dans le cadre du projet de réfection sont :

- la sortie de l'EAG à la tranche 1
- l'augmentation de la puissance des deux tranches au-delà de 50 % de la pleine puissance

Il est prévu que ces points d'arrêt seront franchis en 2012, en présumant que Bruce Power respectera toutes les conditions préalables nécessaires. Par la suite, ces tranches seront assujetties aux processus normaux de surveillance réglementaire de la CCSN, comme les autres tranches de la centrale Bruce-A.

Prolongement de la durée de vie des tranches 3 et 4 de la centrale de Bruce-A et de la centrale Bruce-B

Bruce Power est en pourparlers avec le gouvernement de l'Ontario afin de s'assurer que tous les projets de réfection dans la province sont coordonnés pour s'assurer qu'ils seront menés à bien et de manière sûre. Bruce Power prévoit que des renseignements additionnels seront disponibles d'ici la fin du premier trimestre de 2012 concernant le moment opportun de projets futurs de réfection.

Dans l'intervalle, le personnel de la CCNS continue d'étudier la proposition de Bruce Power voulant que l'ensemble calandre/bouclier thermique soit remplacé. Ce projet de remplacer l'ensemble au complet, au lieu de composants particuliers, constituerait une première pour le secteur nucléaire.

Une demande sera transmise à Bruce Power pour qu'elle soumette un plan d'exploitation continue des tranches 3 et 4 à l'appui du renouvellement du permis prévu en 2014.

Projet « décalage vers l'ouest et plus »

L'objectif de la mise en œuvre du projet « décalage vers l'ouest et plus » (DOP) vise à permettre d'exploiter de manière sûre les canaux de combustible de la tranche 3 de la centrale de Bruce-A à 92,5 % de la pleine puissance au-delà de l'équivalent de 174 500 heures à pleine puissance. Les activités de conception entreprises dans le cadre de ce projet prévoient leur exploitation jusqu'à l'équivalent de 235 000 heures à pleine puissance.

Le projet DOP prévoit modifier la configuration du support des paliers à l'extrémité ouest des canaux de combustible et de repositionner la majorité des embouts originaux des canaux de combustible à cette extrémité. Ceci éliminera le problème de fin de vie des canaux dû à leur allongement et prolongera la durée de vie de la tranche de plusieurs années. Afin de permettre de décaler les canaux de combustible vers l'ouest, des modifications à la conception des canaux de combustible, des tuyaux d'alimentation et des supports de ces tuyaux sont nécessaires et sont en voie d'être effectués dans le cadre du projet DOP.

La vaste gamme d'évaluations techniques et de la sûreté effectuées dans le cadre du processus de contrôle des modifications techniques de Bruce Power ont démontré que les modifications prévues aux canaux de combustible, aux tuyaux d'alimentation et aux supports de ces tuyaux sont acceptables. La mise en œuvre du projet DOP n'aura aucune incidence négative sur les conclusions du rapport de sûreté de la centrale de Bruce-A. Il n'y a de manière pratique aucune incidence sur les marges de sûreté, et la défense en profondeur est maintenue.

Grappes de combustible à 37 éléments modifiées
Le concept des grappes de combustible à 37 éléments modifiées consiste à réduire le diamètre de la tige centrale d'une grappe de combustible, tout en laissant les autres caractéristiques de conception des grappes inchangées. Le but de cette modification est d'améliorer le rendement thermohydraulique afin de compenser les effets du vieillissement du circuit caloporteur primaire et rétablir les marges de sûreté prévues à la conception, en augmentant la puissance à laquelle l'assèchement des gaines de combustible débute par rapport à celle prévue pour les grappes présentement utilisées.

Bruce Power a l'intention d'utiliser ce type de grappe de combustible dans les réacteurs des centrales de Bruce-A et de Bruce-B. Il est prévu d'effectuer le rechargement des tranches 3 et 4 de la centrale de Bruce-A et de canaux sélectionnés des tranches 5 à 8 de la centrale de Bruce-B en janvier 2013, ainsi que celui des tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A. Bruce Power prépare présentement le dossier de sûreté à l'appui pour soumission au personnel de la CCSN.

Projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible
En 2009, Bruce Power, OPG et EACL ont entrepris ensemble un projet exhaustif de recherche et de développement afin d'étudier la possibilité d'exploiter les tubes de force au-delà de la période autorisée. Un protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN a été signé au cours de la période de référence.

Ce projet portera sur des phénomènes ayant une incidence sur les mécanismes de détérioration qui limitent la durée de vie des canaux de combustible. Deux des phénomènes ayant la plus grande priorité à cause de leur incidence sur le prolongement de l'exploitation sont :

- le contact possible entre les tubes de force et les tubes de calandre dû à la perte d'intégrité des ressorts d'espacement ou à leur déplacement
- une concentration plus élevée de deutérium dans les tubes de force et son incidence sur les propriétés des matériaux comme la résistance aux fractures au fur et à mesure que les heures d'exploitation augmentent

Le personnel de la CCSN a continué d'examiner les documents soumis par le titulaire de permis concernant ces phénomènes à haute priorité conformément au protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN.

2.1.3 Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Programme de surveillance de la contamination alpha
À la suite de l'événement survenu à la centrale de Bruce-A en novembre 2009 mettant en cause de la contamination alpha, le personnel de la CCSN a conclu que Bruce Power avait amélioré son programme de surveillance de la contamination alpha visant à protéger

le personnel contre les dangers de cette contamination et qu'elle avait démontré son engagement à apporter des améliorations à la surveillance et au contrôle de ces dangers. Le personnel de la CCSN a observé que ces améliorations sont fondées sur les pratiques exemplaires actuelles du secteur nucléaire et sur l'OPEX.

Certaines lacunes mineures ont été décelées au cours d'une inspection menée par le personnel de la CCSN, celles-ci ayant trait aux examens des procédures de dépistage du personnel, aux examens des exigences relatives aux évaluations des événements radiologiques et au maintien de documents appropriés. Ces lacunes sont toutes en voie d'être réglées de façon satisfaisante. Le personnel de la CCSN poursuit sa surveillance pour s'assurer que la mise en œuvre du programme amélioré de surveillance de la contamination alpha est conforme aux attentes et critères d'acceptation pertinents de la CCSN.

Restauration de la marge de sûreté dans les cas de grosses pertes de caloporteur

Le secteur de l'énergie nucléaire a proposé une démarche à suivre pour résoudre les problèmes de sûreté liés aux grosses pertes de caloporteur (GPERCA), celle-ci étant fondée sur le plan de mise en œuvre d'une méthode analytique composite ainsi que des modifications à la conception et à l'exploitation. Étant donné le temps relativement long requis pour mener à bien cette démarche, la CCSN a élaboré une position provisoire au cas où des faits nouveaux, découlant de la recherche, d'analyses ou de l'exploitation des centrales, ayant une incidence négative sur les marges de sûreté en cas de GPERCA, étaient révélés au cours de cette période. Cette position provisoire demeurera en vigueur jusqu'à ce que les recommandations du groupe de travail du COG sur les GPERCA soient acceptées par la CCSN et pleinement mises en œuvre aux centrales nucléaires.

La position réglementaire provisoire établit un ensemble de seuils d'intervention et de critères d'acceptation applicables à toutes les centrales nucléaires quelles que soient leurs marges de sûreté actuelles en cas de GPERCA. Cette position provisoire de la CCSN sur le rétablissement de la marge de sureté dans le cas de GPERCA a été communiquée à Bruce Power et à d'autres titulaires de permis. À des fins d'examen par le personnel de la CCSN, Bruce Power soumet chaque année, à des fins d'examen par le personnel de la CCSN, une mise à jour de l'information relative à la démarche à suivre pour rétablir la marge de sûreté dans les cas de GPERCA.

Permis de transport de générateurs de vapeur déclassés

Le 4 février 2011, le tribunal de la Commission a délivré un permis et un certificat de transport à Bruce Power pour l'expédition par navire de 16 générateurs de vapeur déclassés à des fins de recyclage, en empruntant les Grands Lacs et la Voie maritime du Saint-Laurent à destination de la Suède. Au moment de prendre sa décision, le tribunal de la Commission a confirmé que le risque pour la santé et la sécurité du public et pour l'environnement est négligeable. Le permis de transport était valide pour une période d'un an et il a donc expiré.

Une demande a été déposée auprès de la Cour fédérale du Canada en 2011 afin d'obtenir une révision judiciaire de la décision du tribunal de la Commission, mais cette cour n'a

pas encore rendu une décision. Pour le moment, Bruce Power a mis l'expédition des générateurs de vapeur en suspens.

Réponse aux événements survenus à la centrale de Fukushima Daiichi
En mars 2011, en réponse aux événements survenus à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, les inspecteurs de la CCSN ont effectué, aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, des inspections circonscrites portant sur la qualification/robustesse parasismique, les piscines de stockage du combustible usé, la protection contre les incendies, l'alimentation électrique de secours et l'atténuation du risque que présente l'hydrogène. À la lumière des résultats de cette inspection, le personnel de la CCSN a conclu que Bruce Power était prête à faire face aux urgences potentielles. Cependant, on a observé que l'état de certains systèmes nécessitait d'être amélioré.

Trente six mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) applicables aux centrales nucléaires ont découlées des cinq recommandations dans le *Plan d'action de la CCSN : Leçons apprises sur l'incident survenu à Fukushima* [22] (ou Plan d'action de la CCSN) et celles-ci sont énumérées à l'annexe F, « État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre aux centrales nucléaires ». Les titulaires de permis visent à tenir compte de ces mesures et de les mettre en œuvre d'ici décembre 2015.

2.1.4 Rapports de notification rapide

Quatre rapports de notification rapide (RNR) ont été soumis dans le cas des centrales de Bruce-A et de Bruce-B durant la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Un sommaire des renseignements au sujet de chacun de ces RNR est présenté au tableau 12. On peut observer que les événements faisant l'objet de ces RNR avaient peu ou aucune importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 12 : Rapports de notification rapide – centrales de Bruce-A et de Bruce-B

Sujet	Brève description
Déversement d'eau lourde à la tranche 3 de la centrale de Bruce-A	Le 9 mars 2011, une défaillance de la garniture d'une vanne à la tranche 3 a entraîné une petite fuite d'eau du circuit caloporteur primaire produisant des concentrations élevées de tritium à l'intérieur de la centrale. La fuite a été colmatée rapidement, et une alerte centrale a été déclarée afin d'empêcher le personnel d'entrer dans la zone où la fuite s'est produite. On a alors nettoyé la zone contaminée. Tout le personnel à la centrale a dû remettre un échantillon biologique avant de quitter la centrale. On a conclu que personne n'avait dépassé le seuil d'intervention du titulaire de permis. Ceci a nécessité de déclarer une alerte ou une urgence à l'intérieur de la centrale afin que le titulaire de permis mobilise personnes et ressources en réponse à un incident imprévu qui présente un risque pour l'exploitation sûre de la centrale, pour l'environnement ou pour la santé et la sécurité des personnes.
Arrêt forcé de la tranche 3 à la centrale de Bruce-A	Le 18 août 2011, un arrêt d'urgence (AU) de la tranche 3 a eu lieu dû au déclenchement du système d'arrêt d'urgence n^{o} 1 (SAU1) sur bas débit dans le circuit caloporteur primaire. L'événement a commencé par la défaillance en position fermée d'une vanne de contrôle du débit de l'eau d'alimentation (3-43230-LCV-9). Ceci a occasionné une baisse du débit vers l'un des préchauffeurs (3-33110-HX3). À la suite de cette baisse de débit, la

	température de l'eau du circuit caloporteur dans la zone centrale a augmenté, entraînant une augmentation de l'ébullition dans certains canaux de la zone centrale (3-33120-HD6). L'ébullition plus forte a augmenté la pression de ces canaux et entraîné la baisse du débit dans le circuit caloporteur au niveau de ces canaux. Ce débit plus faible a entraîné le déclenchement du SAU1 et ainsi l'arrêt du réacteur. Le titulaire de permis a réparé la vanne de contrôle de débit et la tranche a été redémarrée et remise en service environ deux jours plus tard.
Incident déclaré à la centrale de Bruce-A dû à une alarme indiquant la présence de tritium dans le bâtiment de service auxiliaire	Le 23 janvier 2012, un opérateur préposé à l'eau lourde a informé le personnel de la salle de commande de la centrale de Bruce-A qu'un camion citerne transportant de l'eau lourde provenant de la centrale de Bruce-B et devant être entreposée dans le bâtiment de service auxiliaire de la centrale de Bruce-A avait activé les alarmes des détecteurs dans ce bâtiment (sa destination finale). Ces camions n'empruntent jamais les routes publiques et sont dédiés exclusivement au transport de l'eau lourde sur le site des centrales nucléaires, celui-ci étant une zone contrôlée sur le plan de la sûreté. L'origine du camion, son trajet et sa destination étaient tous à l'intérieur de la zone contrôlée que constitue le site de Bruce. Le personnel dans le bâtiment de service auxiliaire à la centrale de Bruce-A a été évacué immédiatement après que l'alarme ait été reçue. Des mesures ont été prises et une zone d'exclusion a été établie afin de prévenir des expositions imprévues.
Perte partielle de l'alimentation électrique de catégorie III et IV à la tranche 0 de la centrale de Bruce-B	Le 8 février 2012, alors qu'un essai prévu était en cours, un déclenchement électrique s'est produit. L'alimentation de secours ayant été isolée dans le cadre de l'essai, elle n'était donc pas disponible. Ceci a entraîné une perte d'alimentation électrique aux zones communes de la centrale de Bruce-A. Les opérateurs ont réagi rapidement afin de brancher une alimentation électrique de rechange. En aucun temps, l'alimentation électrique de la salle de commande principale ou la possibilité de communiquer à l'extérieur de la centrale n'ont été interrompues. Les tranches en exploitation n'ont pas été touchées. Bruce Power a déterminé que, conformément au plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire et à ses propres procédures (entrée dans un manuel d'exploitation sur incident), cet événement devait être rapporté. Des avis sont été transmis au Centre provincial des opérations d'urgence et à la CCSN tel que requis.

2.2 Darlington

2.2.1 Permis

Le permis d'exploitation d'un réacteur de puissance (PERP) de la centrale de Darlington a été renouvelé en février 2008 pour une période de 5 ans (jusqu'au 28 février 2013). Dix-sept modifications ont été apportées au PERP de la centrale de Darlington depuis son renouvellement en 2008, cinq d'entre elles l'ayant été au cours de la présente période de référence. Le PERP de la centrale de Darlington n'a pas encore été renouvelé selon le nouveau contenu qui incorpore un manuel des conditions du permis (MCP).

Modifications au permis

Le permis d'exploitation de la centrale de Darlington a été modifié à cinq reprises au cours de la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Des renseignements additionnels au sujet de ces modifications se trouvent au tableau 13.

Tableau 13 : Modifications apportées au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale de Darlington

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
13.13/2013 – 7 février 2011	À l'annexe B, remplacement de la révision 13 du document N-CHAR-AS-0002 *Système de gestion du nucléaire* par la révision 14
	À l'annexe B, remplacement de la révision 8 du document D-PROC-OP-0009 *Effectif de la centrale par quart* par la révision 9
	Remplacement de la révision 4 du document *Rapport sur la sécurité à la centrale nucléaire Darlington – janvier 2010* par la révision 5
13.14/2013 – 28 mars 2011	Mise à jour de la condition 3.8 du permis afin qu'elle reflète la norme CSA N286-F05 [2]
13.15/2013 – 31 mai 2011	Remplacement de la révision 8 du document d'OPG N-PROG-AS-0006, *Contrôle des dossiers et des documents* par la révision 9
13.16/2013 – 22 novembre 2011	Remplacement de la révision 0 du document *Seuils d'intervention en matière de radioprotection au travail pour les permis d'exploitation d'un réacteur de puissance* par la révision 1
	À l'annexe B, remplacement de la révision 14 du document d'OPG N-CHAR-AS-0002, *Système de gestion du nucléaire* par la révision 15
	À l'annexe A, remplacement de la révision 1 des parties 1 et 2 du rapport de sûreté de la centrale Darlington par la révision 3
	Mise à jour de la condition 5.2 (c) afin de faire référence à la mise à jour n° 1 de la norme de la CSA N285.4-05, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU*

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
13.17/2013 – 7 février 2012	Remplacement de la révision 9 du document « Effectif de la centrale par quart » par la révision 10

Révisions du manuel des conditions du permis

Il n'y a pas encore de manuel des conditions du permis (MCP) à la centrale de Darlington.

2.2.2 Mises à jour sur les projets et initiatives d'importance

Grappes de combustible à 37 éléments modifiées
Le concept des grappes de combustible à 37 éléments modifiées consiste à réduire le diamètre de la tige centrale d'une grappe de combustible tout en laissant les autres caractéristiques de conception des grappes inchangées. Le but de cette modification est d'améliorer le rendement thermohydraulique pour compenser les effets du vieillissement du circuit caloporteur primaire et de rétablir les marges de sûreté prévues à la conception en augmentant la puissance à laquelle l'assèchement des gaines de combustible débute par rapport à celle prévue pour les grappes présentement utilisées.

L'irradiation de grappes modifiées à des fins de démonstration s'est terminée le 25 mars 2012 lorsque la dernière des grappes à 37 éléments a été retirée de la tranche 3. Le rapport final d'inspection, qui inclut les résultats de l'examen effectué après irradiation, n'est toujours pas disponible, mais il n'était pas un préalable au chargement d'un cœur en entier avec de telles grappes de combustible modifiées. Le 31 mai 2012, après que l'évaluation de tous les documents soumis par OPG ait révélé qu'ils étaient acceptables, le personnel de la CCSN a donné son approbation pour commencer de tels chargements.

Le personnel de la CCSN évalue actuellement dans quelle mesure les grappes de combustible à 37 éléments modifiées améliorent la sûreté.

Réfection et prolongement de la durée de vie
Le tribunal de la Commission a tenu, en 2011, une audience pour revoir l'évaluation environnementale liée à la réfection de la centrale de Darlington et au prolongement de son exploitation. À la suite de cette audience, le tribunal de la Commission a approuvé, en vertu des articles 15 et 16 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, le document d'information sur la portée de l'évaluation environnementale. Des renseignements additionnels au sujet de cette décision sont disponibles dans le CMD 2011-H-124, *Compte rendu des délibérations – Ontario Power Generation – Document d'information sur la portée de l'évaluation environnementale (portée du projet et de l'évaluation) pour la réfection et l'exploitation continue de la centrale nucléaire Darlington* [23].

Le 5 décembre 2011, la CCSN a reçu d'OPG l'étude d'impact environnemental et les documents techniques à l'appui de l'évaluation environnementale (EE) préalable. Ils font présentement l'objet d'un examen de la part du personnel de la CCSN et du ministère des Pêches et des Océans, les deux autorités compétentes en matière d'EE, ainsi que de la part d'autres autorités fédérales et provinciales. Le document de la CCSN *Rapport d'examen environnemental préalable – Réfection et poursuite de l'exploitation de la centrale nucléaire Darlington* a été publié au début de juin 2012 à des fins de commentaires du public.

OPG a soumis à la CCSN en octobre 2011 son examen intégré de la sûreté (EIS) en appui au prolongement de la durée de vie de la centrale de Darlington conformément au document d'application de la réglementation de la CCSN RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires* [24]. La CCSN évalue actuellement cet EIS et a fourni à OPG le 6 février 2012 les résultats de son examen de suffisance conformément à un protocole entre elles. Cet EIS fait l'objet d'un examen par étape de la part du personnel de la CCSN, commençant par un examen technique des rapports d'examen des normes soumis par OPG en même temps que l'EIS. La prochaine étape est l'examen technique des 11 rapports sur les facteurs de sûreté.

Projet de gestion de la durée de vie des canaux de combustible

En 2009, Bruce Power, OPG et EACL ont entrepris ensemble un projet exhaustif de recherche et de développement afin d'étudier la possibilité d'exploiter les tubes de force au-delà de la période actuellement autorisée. OPG vise à s'assurer que la poursuite de l'exploitation de ses tranches à la centrale de Darlington demeure flexible, en amassant des données critiques sur les questions de vieillissement qui pourraient autrement limiter la durée de vie de ses canaux de combustible. Un protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN a été signé au cours de la période de référence.

Ce projet portera sur des phénomènes ayant une incidence sur les mécanismes de détérioration qui limitent la durée de vie des canaux de combustible. Deux des phénomènes ayant la plus grande priorité à cause de leur incidence sur le prolongement de l'exploitation sont :

- le contact possible entre les tubes de force et les tubes de calandre dû à la perte d'intégrité des ressorts d'espacement ou à leur déplacement
- une concentration plus élevée de deutérium dans les tubes de force et son incidence sur les propriétés des matériaux comme la résistance aux fractures au fur et à mesure que les heures d'exploitation augmentent

Le personnel de la CCSN a continué d'examiner les documents soumis par le titulaire de permis concernant ces phénomènes à haute priorité conformément au protocole décrivant le partage des rôles et responsabilités directeurs entre les titulaires de permis et le personnel de la CCSN.

Tuyaux d'alimentation
OPG s'est engagée à confirmer les taux d'amincissement de la paroi des tuyaux d'alimentation en utilisant une méthode en fonction du risque, et elle a soumis des rapports d'évaluation de cet amincissement dans le cas de tuyaux d'alimentation limitatifs. Dans le cadre de cet engagement, OPG a proposé un échéancier de soumission de ces rapports qui tiendrait compte de leur calendrier des arrêts et des attentes relatives aux examens par le personnel de la CCSN. En mars 2011, le personnel de la CCSN a accepté la proposition d'OPG concernant la portée, la méthode et l'échéancier de soumission des rapports concernant les tuyaux d'alimentation limitatifs.

Entretien de jour
OPG a lancé un projet intitulé « entretien de jour » afin que le personnel et les activités d'entretien non essentiels ne soient plus restreints à la structure de travail par quart. Un personnel d'entretien suffisant demeurera sur les quarts pour faire face aux problèmes d'exploitation émergents et aux interventions en cas d'urgence.

Les bénéfices potentiels d'effectuer l'entretien de jour comprennent un plus petit nombre d'arrêts des travaux et de transferts, un nombre réduit des fois où les travaux doivent être repris et un rendement humain amélioré.

L'adoption de l'entretien de jour permettrait une restructuration et une réduction importantes de l'effectif minimal par quart à chacune des centrales nucléaires d'OPG. Ceci aura une incidence sur l'effectif de soir et de nuit parce que les activités d'entretien non essentielles seront effectuées pendant le jour. OPG doit toujours démontrer que, après avoir adopté l'entretien de jour, elle disposera en tout temps des ressources et capacités pour faire face aux accidents les plus sérieux.

2.2.3 Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Programme de surveillance de la contamination alpha
OPG a élaboré et mis en œuvre des améliorations de son programme de surveillance de la contamination alpha fondé sur les pratiques exemplaires du secteur nucléaire. À la lumière des résultats d'examens de documents et d'une inspection effectuée en octobre 2011, le personnel de la CCSN a conclu que ce programme respecte les exigences du *Règlement sur la radioprotection* et qu'aucune lacune d'importance n'avait été décelée. OPG a fourni une réponse aux actions correctives mentionnées dans le rapport d'inspection et le personnel de la CCSN examine présentement cette réponse.

Réponse aux événements survenus à la centrale de Fukushima Daiichi
En mars 2011, en réponse aux événements survenus à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, les inspecteurs de la CCSN ont effectué à la centrale de Darlington des inspections circonscrites portant sur la qualification/robustesse parasismique, les piscines de stockage du combustible usé, la protection contre les incendies, l'alimentation électrique de secours et l'atténuation du risque que présente l'hydrogène. À la lumière

des résultats de cette inspection, le personnel de la CCSN a conclu qu'OPG était prête à faire face aux urgences potentielles.

Trente six mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) aux centrales nucléaires ont découlées des cinq recommandations dans le *Plan d'action de la CCSN* [22], et celles-ci sont énumérées à l'annexe F, « État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires ». Les titulaires de permis visent à tenir compte de ces mesures et de les compléter d'ici décembre 2015.

2.2.4 Rapport de notification rapide

Deux rapports de notification rapide (RNR) ont été soumis dans le cas de la centrale de Darlington durant la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Un sommaire des renseignements sur chacun de ces RNR est présenté au tableau 14. On peut observer que les événements faisant l'objet de ces RNR n'avaient pas d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 14 : Rapports de notification rapide – centrale de Darlington

Sujet	Brève description
Déclenchement manuel du SAU1	Le 28 juillet 2011, un déclenchement du réacteur de la tranche 3 est survenu alors qu'il était à pleine puissance. Au cours de travaux d'entretien régulier sur une barre d'arrêt, les barres du banc impair sont tombées dans le cœur du réacteur. Conformément aux procédures, on a alors déclenché manuellement le système d'arrêt d'urgence n^{o} 1 (SAU1) et placé la tranche dans l'état chaud à basse puissance. Cet événement est dû à la mauvaise installation de deux fils de l'alimentation électrique du mécanisme de déclenchement de la barre d'arrêt, de sorte que lorsqu'un cavalier a été installé avant de remplacer la carte de contrôle de ce dispositif, un court-circuit s'est produit entraînant l'activation des mécanismes de déclenchement des barres du banc impair qui sont alors tombées dans le cœur. Ce défaut n'avait pas été détecté auparavant parce que cette carte n'avait jamais été remplacée alors que la tranche était en puissance.
Perte de vie au travail	Le 18 avril 2012, un technicien d'OPG travaillant sur le pont des mécanismes de réactivité de la tranche 3 a perdu conscience et est tombé au sol. Un collègue a appelé le 911 et l'équipe d'intervention en cas d'urgence nucléaire de la centrale de Darlington est intervenue. L'employé a été transporté à l'hôpital par ambulance où il a été vu par un médecin qui a constaté son décès à son arrivée. Au moment de l'incident, la tranche 3 était en arrêt à des fins d'entretien. OPG a soumis des rapports à la CCSN, au ministère du Travail de l'Ontario et au Service de police de la région de Durham. Le personnel des affaires publiques d'OPG a informé le maire de la ville. La direction d'OPG a interrompu tous les travaux à la centrale pour le reste de l'avant-midi et s'est adressée directement à tout le personnel. Un avis de condoléances a été affiché sur l'intranet d'OPG et le site Web externe. La Sûreté régionale de Durham a mené une enquête et conclu que la cause du décès n'était pas liée au travail.

2.3 Pickering-A et Pickering-B

2.3.1 Permis

Le permis d'exploitation d'un réacteur de puissance (PERP) de la centrale de Pickering-A a été renouvelé en juin 2010 pour une période de trois ans (jusqu'au 30 juin 2013). Quatre modifications ont été apportées au PERP de la centrale de Pickering-A depuis son renouvellement, trois d'entre elles l'ayant été au cours de la présente période de référence. Le renouvellement du permis prévu en 2013 permettra de faire coïncider les dates d'expiration des PERP des centrales de Pickering-A et de Pickering-B.

Le PERP de la centrale de Pickering-B a été renouvelé en juin 2008 pour une période de cinq ans (jusqu'au 30 juin 2013). Dix-sept modifications ont été apportées au PERP depuis son renouvellement, huit d'entre elles l'ayant été au cours de la présente période de référence. Le PERP de la centrale de Pickering-B n'a pas encore été renouvelé selon le nouveau contenu qui incorpore un manuel des conditions du permis (MCP).

Modifications aux permis

Trois modifications ont été apportées au PERP de la centrale de Pickering-A au cours de la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Les détails de ces modifications sont présentés au tableau 15.

Tableau 15 : Modifications apportées au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale de Pickering-A

N^{o} du PERP – date d'entrée en vigueur	**Description de la modification**
04.02/2013 – 30 juin 2011	Révision pour abolir le poste de superviseur de l'exploitation de quart en salle de commande
	Révision afin d'éliminer l'exigence d'avoir un opérateur de réacteur accrédité ou un adjoint à l'opérateur de réacteur accrédité présent en tout temps aux panneaux de la salle de commande des tranches 2 et 3, maintenant que les dispositifs de commande, les alarmes et les indicateurs nécessaires au soutien des tranches 2 et 3 sont sous le contrôle des opérateurs de réacteur accrédités des tranches 1 et 4
04.03/2013 – 22 novembre 2011	Mise à jour du document intitulé : *Effectif minimal par quart à Pickering*
04.04/2013 – 24 avril 2012	Mise à jour du document *Effectif minimal par quart à Pickering* afin d'éliminer l'équipe de bénévoles pour les interventions en cas d'urgence et d'augmenter le nombre de spécialistes de l'entretien dans l'équipe d'intervention en cas d'urgence Autre mise à jour afin de tenir compte des limites de puissance des canaux et des grappes de combustible mentionnées dans la ligne de conduite pour l'exploitation de la centrale de Pickering-A

Huit modifications ont été apportées au PERP de la centrale de Pickering-B durant la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Les détails de ces modifications sont présentés au tableau 16.

Tableau 16 : Modifications apportées au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale de Pickering-B

No du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
08.12/2013 – 7 février 2011	Mise à jour de la condition 5.2 du permis afin d'y incorporer la nouvelle version du document CSA N285.4-F09, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU* (2005), y compris la mise à jour n^{o} 1
	Mise à jour de l'annexe B afin qu'elle reflète la révision la plus récente du document N-CHAR-AS-0002 R14 du système de gestion du nucléaire d'OPG
08.13/2013 – 28 mars 2011	Mise à jour de la condition 3.8 du permis pour qu'elle reflète la présente révision du document *Système de gestion du nucléaire* Modification pour apporter des corrections de nature administrative au PERP
08.14/2013 – 31 mai 2011	Mise à jour du document intitulé *Contrôle des dossiers et des documents*
	Mise à jour du document intitulé *Plan d'aménagement des bâtiments sur le site*
08.15/2013 – 22 novembre 2011	Mise à jour du document intitulé *Effectif minimal par quart à Pickering*
	Mise à jour du document intitulé *Disposition et schéma d'arpentage de la clôture de sécurité à fil tendu autour du site des centrales Pickering*
	Mise à jour du document intitulé *Ligne de conduite pour l'exploitation de la centrale Pickering-B*
	Mise à jour du document intitulé *Seuils d'intervention en matière de radioprotection au travail pour les permis d'exploitation d'un réacteur de puissance*
	Mise à jour du document intitulé *Système de gestion du nucléaire*
08.16/2013 – 7 février 2012	Mise à jour du document intitulé *Plan d'aménagement des bâtiments sur le site*
	Mise à jour du document intitulé *Contrôle des changements organisationnels*
08.17/2013 – 24 février 2012	Mise à jour de la condition 2.2 du permis afin de modifier l'exigence de soumettre une copie de l'organigramme chaque année
08.18/2012- 29 mars 2012	Mise à jour pour permettre d'établir un état d'arrêt garanti en se servant de barres d'absorption
08.19/2012 – 24 avril 2012	Mise à jour du document *Effectif minimal par quart à Pickering* Mise à jour du document *Pickering Nuclear Generating Station Security Report* Mise à jour pour faire référence au document *Request for Licence Amendment; Revised NSO Minimum Complement Addendum to Pickering Site Security Report, R07 and Darlington Site Security Report, R06* Mise à jour pour faire référence aux limites de puissance des grappes de combustible mentionnées dans le document de la centrale de Pickering-B intitulé *Operating Policies and Principles*

Révisions du manuel des conditions du permis

Le manuel des conditions du permis (MCP) de la centrale de Pickering-A a été révisé à cinq occasions au cours de la période allant de janvier 2011 à avril 2012, et ces révisions ont été approuvées par le directeur général de la Direction de la réglementation des

centrales nucléaires. Les modifications les plus importantes apportées au MCP de cette centrale sont décrites au tableau 17.

Il n'y a pas encore de MCP à la centrale de Pickering-B.

Tableau 17 : Modifications apportées au manuel des conditions du permis de la centrale de Pickering-A

Section	Description de la modification	Nature* de la révision
1.3.1	L'annexe D a été ajoutée à la liste des sections que le personnel de la CCSN peut modifier	Administrative
3.5.1	Mise à jour de la partie du texte relative au document RD-310	Technique
3.5.2	Mise à jour de la partie du texte relative au document S-294	Technique
3.7.3	Mise à jour de la partie du texte relative au document N287.7	Technique
3.7.3	Mise à jour de la partie du texte relative au document N285.5	Technique
3.10.2, 3.10.4	Mise à jour des critères de vérification de la conformité (CVC) afin de préciser que les modifications apportées aux LOD ne peuvent entrer en vigueur avant que le tribunal de la Commission n'approuve une modification des valeurs des LOD apparaissant dans le permis	Technique
3.11.1	Mise à jour des CVC afin d'y incorporer le compte rendu des délibérations du tribunal de la Commission, y compris les motifs de décision, qui stipule à l'article 209 que le tribunal s'attend à recevoir d'ici décembre 2010 le premier rapport sur les progrès réalisés à ce chapitre	Administrative
3.13.2	Mise à jour de la partie du texte relative au document N294-09	Technique
Annexe D.2	Ajout de la réparation d'un module de la compagnie CEDA lors du prochain arrêt de la tranche 1	Administrative
Annexe D.2	Ajout de réparations non standard lors du prochain arrêt de la tranche 4	Administrative
3.7.2	Prolongation de 90 à 120 jours du délai pour la soumission par OPG du rapport final relatif à un arrêt	Technique
Annexe D.1	Ajout à l'annexe D.1 des exemptions énumérées à la section 3.7.3	Administrative
3.14.1	Mise à jour de la section afin de refléter la mise en œuvre du document RD-336 et la période additionnelle accordée pour les mises à jour des logiciels	Technique
3.3.1	Un énoncé périmé concernant les limites d'heures de travail pour les travailleurs de métier temporaires a été biffé	Administrative

Section	Description de la modification	Nature* de la révision
3.3.2	Mise à jour pour refléter l'état actuel des activités concernant l'effectif de la centrale par quart	Administrative
3.4.1	Mise à jour pour refléter que le projet visant à placer des tranches dans un état de stockage sûr avait été mené à bien	Administrative
3.6.7	Mise à jour pour refléter que la conformité aux exigences de conception a été atteinte en 2010, et que la conformité aux exigences d'exploitation sera atteinte avant 2012	Administrative
3.10.1	Mise à jour pour refléter l'état actuel des travaux effectués par OPG au sujet de la mortalité des poissons	Administrative
3.16.3	Mise à jour pour refléter des modifications apportées à la section 3.12.2 lors de la révision 3	Technique
3.7.3	Ajout d'une référence à une lettre soumise décrivant des corrections au nombre antérieur de canaux dans lesquels on avait prélevé par grattage un échantillon de leur surface rapporté dans les documents du PIP	Administrative
3.2.2, A.1.3, 3.3.5, 3.3.7, 5, annexe B	La partie du texte concernant le superviseur de l'exploitation de quart en salle de commande a été biffée, n'étant plus requise puisque ce poste a été remplacé par celui de chef de quart de salle de commande	Administrative
3.3.3	L'alinéa iii) de la condition 3.3 du PERP de la centrale de Pickering-A a été biffé	Administrative
3.6.5	La partie du texte décrivant la transition à la norme CSA N285.0-F08, celle-ci étant maintenant terminée, et la première mise à jour a été biffée	Administrative
3.5.2	Les guides sur les évaluations probabilistes des risques qui ne sont pas pertinents pour la centrale de Pickering-A ont été biffés, et l'état du volume 4 du document N-GUID-03611-10001-R01 a été changé à « accepté »	Administrative
Tableau D.2 de l'annexe D	Ajout d'une approbation permanente pour prendre des mesures temporaires d'élimination des fuites en installant des barrières antifuites conçues par un entrepreneur approuvé	Administrative
3.2.1	Ajout de la mise à jour de l'organisation de la centrale de Pickering-A pour l'année 2010	Administrative
1.3.1	Les limites relatives aux sections pouvant être modifiées par le personnel de la CCSN sans l'approbation du tribunal de la Commission ont été biffées	Technique
3.2.1	Mise à jour pour indiquer la fermeture du dossier 2009-4-17	Administrative
3.3.2	Mise à jour afin d'indiquer le progrès réalisé au chapitre de l'effectif minimal par quart et la fermeture du dossier 2004-4-09	Administrative

Section	Description de la modification	Nature* de la révision
3.5.2	Mise à jour afin de refléter l'état actuel de l'information soumise par OPG concernant les méthodes qu'elle utilise pour effectuer des évaluations probabilistes des risques (EPR) dans le cas de la centrale de Pickering-A	Administrative
3.7.3	Ajout de références aux lignes directrices acceptées en matière d'aptitude fonctionnelle des canaux de combustible, des tubes de force et des tuyaux d'alimentation et au plan de gestion du cycle de vie des composants en plastique renforcés de fibre de verre Mise à jour de la partie du texte intitulé « Stratégie de mise en œuvre du document N285.5-F08 » et mise au point d'autres parties sous la rubrique CVC afin de les clarifier et de les rendre plus conforme à la terminologie générique des MCP	Technique
3.8.2	Mise à jour du tableau intitulé « Seuil d'intervention en matière de radioprotection » conformément au document N-REP-03420-10001 R001	Technique
3.10.1	Révision du texte sous la rubrique « Mesures de réduction de la mortalité des poissons » afin de clarifier les attentes de la CCSN	Administrative
3.11.1	Mise à niveau pour refléter l'état actuel du système d'alerte du public autour des centrales nucléaires à Pickering	Administrative
Tableau A.13	Révision du titre. Mise à jour des références dans le cas de documents révisés d'OPG (conformément aux avis reçus entre le 16 avril et le 15 août 2011) et les sous-sections particulières connexes « Liste des documents contrôlés », dans tout le MCP	Administrative
Tableau D.2 de l'annexe D	Ajout des consentements accordés relativement à l'application des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle	Administrative
3.11.1, A.2.2	Ajout d'un paragraphe au sujet des programmes d'information du public	Administrative

2.3.2 Mise à jour sur les projets et les initiatives d'importance

Gestion en fin de vie

OPG a annoncé en février 2010 qu'elle n'allait pas effectuer la réfection des tranches de la centrale de Pickering-B, mais allait poursuivre l'exploitation des centrales de Pickering-A et de Pickering-B pour une dernière décennie (jusqu'en 2020).

La durée de vie de la centrale de Pickering-B est limitée par la durée de vie des tubes de force dont la valeur avait été estimée au moment de la conception à l'équivalent de

210 000 heures à pleine puissance. Le secteur nucléaire effectue présentement des travaux afin de démontrer que la durée de vie nominale des tubes de force correspond plus ou moins à 247 000 heures à pleine puissance.

D'après la durée de vie nominale présumée (l'équivalent de 210 000 heures à pleine puissance) et les facteurs de capacité opérationnelle, la fin de vie des tranches de la centrale de Pickering-B arriverait comme suit :

- deuxième trimestre de 2014 pour la tranche 6
- premier trimestre de 2015 pour la tranche 5
- deuxième trimestre de 2015 pour la tranche 7
- deuxième trimestre de 2016 pour la tranche 8

En soutien à l'exploitation de la centrale de Pickering-B au-delà de la durée de vie nominale présumée, OPG a soumis les documents suivants :

- *Plan intégré de mise en œuvre à la centrale de Pickering-B* : ce document indique le travail supplémentaire requis pour exploiter les tranches de la centrale de Pickering-B au-delà de la durée de vie nominale présumée des tubes de forces en l'absence d'une réfection, soit l'équivalent de 210 000 heures à pleine puissance
- *Le plan de prolongement de l'exploitation de la centrale Pickering-B* : ce document fournit l'encadrement nécessaire pour s'assurer que les mesures d'amélioration indiquées dans le plan intégré de mise en œuvre sont menées à bien; ce plan de prolongement comprend des études et des analyses qui devraient démontrer que l'équipement sera apte à fonctionner si l'exploitation est prolongée (si des mesures additionnelles sont requises en soutien au prolongement de l'exploitation, ces nouvelles mesures seront ajoutées au plan de prolongement lors de la mise à jour annuelle)
- *Le plan d'exploitation durable des centrales Pickering-A et Pickering-B* : ce document décrit les dispositions et les activités requises pour démontrer qu'à l'égard de chacun des 14 DSR, les centrales de Pickering-A et de Pickering-B peuvent être exploitées de manière sûre et fiable jusqu'à la fin de leur durée de vie à des fins commerciales

Le personnel de la CCSN est en voie de finaliser l'examen de ces documents, et il peut déjà conclure qu'OPG a fait des progrès marqués comparativement au plan de prolongement de l'exploitation soumis en 2010. Une discussion détaillée de l'évaluation de ces documents par le personnel de la CCSN sera à l'ordre du jour de la prochaine audience publique portant sur le renouvellement du permis en 2013.

Entretien de jour

OPG a lancé un projet intitulé « entretien de jour » afin que le personnel et les activités d'entretien non essentiels ne soient plus restreints à la structure de travail par quart. Un

personnel d'entretien suffisant demeurera sur les quarts pour faire face aux problèmes d'exploitation émergents et aux interventions en cas d'urgence.

Les bénéfices potentiels d'effectuer l'entretien de jour comprennent un plus petit nombre d'arrêts des travaux et de transferts, un nombre réduit des fois où les travaux doivent être repris et un rendement humain amélioré.

L'adoption de l'entretien de jour permettrait une restructuration et une réduction importantes de l'effectif minimal par quart à chacune des centrales nucléaires d'OPG. Ceci aura une incidence sur l'effectif de soir et de nuit parce que les activités d'entretien non essentielles seront effectuées pendant le jour. OPG doit toujours démontrer qu'après avoir adopté l'entretien de jour, elle disposera en tout temps des ressources et capacités pour faire face aux accidents les plus graves.

2.3.3 Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Mortalité des poissons par effets d'entraînement et d'impact

Dans le Rapport 2008 sur les centrales nucléaires, le taux de mortalité des poissons attribuable aux effets d'entraînement et d'impact aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B a été soulevé parmi les problèmes majeurs.

OPG devait réduire le taux annuel de mortalité par effet d'impact de 80 % d'ici 2012. Chaque année, du printemps à la fin de l'automne, OPG installe un filet servant de barrière à l'entrée de la prise d'eau. Les résultats des essais effectués la première année, soit en 2010, ont été rapportés en juillet 2011. Le rendement atteint était près de l'objectif annuel de 80 %, mais ne l'a pas dépassé de manière nette à causes de périodes où le filet n'a pu être retenu correctement en place à la suite d'événements comme un afflux d'algues et des courants inhabituellement forts dans le lac. De nouvelles améliorations à la conception du filet ont été apportées avant juillet 2011. OPG continuera de surveiller le nombre annuel de poissons dans les tamis de la station de pompage et le rendement saisonnier du filet en 2011 et 2012 afin de déterminer si sa nouvelle conception est adéquate. La capture de brochets dans les tamis à l'entrée de l'eau ayant lieu principalement pendant l'hiver, OPG a également consacré des fonds à la restauration de l'habitat servant au frayage des brochets dans les marais Duffins Creek se trouvant à proximité.

OPG est tenue de se servir de méthodes non-techniques pour réduire la mortalité due à l'effet d'entraînement. On ne peut raisonnablement faire usage de méthodes techniques à cause de contraintes imposées par le site, ainsi que des longs délais d'installation et le coût élevé du nombre limité de solutions éprouvées, lorsqu'on tient compte du peu de temps avant la fin de l'exploitation de la centrale. OPG a proposé plusieurs projets d'amélioration des habitats de poisson afin de compenser pour les effets d'entraînement, et le personnel de la CCSN travaille en consultation avec OPG pour déterminer la démarche à suivre pour résoudre cette question.

Mortalité des poissons due au panache thermique

Dans le Rapport 2008 sur les centrales nucléaires, le taux de mortalité des poissons attribuable aux effets du panache thermique sur le frayage des ménominis ronds a été soulevé parmi les problèmes majeurs.

OPG a entrepris des études pour évaluer ces effets. Les conclusions de ces études indiquent que le panache thermique de la centrale Pickering-B présente un risque potentiel mais faible pour les ménominis ronds.

OPG a achevé au début de 2012 un examen de 14 solutions possibles d'atténuation de cet effet. Le personnel d'Environnement Canada et celui de la CCSN travaillent en consultation avec OPG pour déterminer la démarche à suivre pour résoudre cette question.

Alerte du public de la ville de Pickering et de la région de Durham

L'état du système d'alerte du public de la ville de Pickering et de la région Durham a fait l'objet de discussions à deux réunions du tribunal de la Commission tenues pendant la période de référence, ce dernier n'étant pas certain que toutes les exigences provinciales relatives à l'alerte du public en cas d'urgence nucléaire étaient respectées. La dernière mise à jour à ce sujet a été fournie en mars 2012.

Les autorités de la région de Durham sont responsables de la mise en œuvre et du fonctionnement du système d'alerte du public autour des centrales de Pickering-A et de Pickering-B. Les exigences en matière d'alerte du public en cas d'urgence sont décrites dans le *Plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire* (PPIUN) comme suit :

- « Le système d'alerte du public dans la *zone contiguë* (0 à 3 km) doit fournir, dans les 15 minutes suivant son activation, un avertissement à pratiquement 100 % des personnes qui se trouvent dans cette zone à ce moment-là, que ce soit à l'intérieur ou à l'extérieur et quel que soit le moment de la journée ou de l'année. »

- « Un système d'alerte du public doit être installé dans le reste de la zone primaire (3-10 km) afin de fournir, dans les 15 minutes suivant son activation et dans l'ensemble de la région, une alerte générale à la population se trouvant dans tous les secteurs d'intervention de cette partie de la zone primaire. »

Neuf sirènes sont présentement installées dans la région de Durham afin d'alerter les gens à l'extérieur, et un système d'appel téléphonique automatique est en place pour les gens se trouvant à l'intérieur dans le zone de 3 km. Cependant, un essai effectué en 2011 a démontré que les sirènes pour alerter les gens à l'extérieur étaient insuffisantes, et que des sirènes additionnelles étaient requises. De plus, d'autres essais ont démontré que des améliorations devaient être apportées au système d'appel. Les autorités de la région de Durham ont communiqué leur plan d'action à la CCSN et prévoient se conformer pleinement aux exigences relatives à la zone de 3 km d'ici octobre 2012. Elles participent également à des réunions avec les autorités provinciales et des représentants d'OPG et de

la ville de Toronto afin d'élaborer une stratégie pour répondre aux exigences relatives à la zone de 10 km.

Le personnel de la CCSN est satisfait des plans soumis par les autorités de la région de Durham pour en arriver à une pleine conformité au PPIUN et continuera de faire un suivi des progrès réalisés en 2012.

Programme de surveillance de la contamination alpha
OPG a élaboré et apporté des améliorations à son programme de radioprotection aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B afin que le programme de surveillance de la contamination alpha soit au niveau des pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Le personnel de la CCSN a inspecté les améliorations apportées. Il n'a décelé aucune lacune d'importance et il a conclu que ce programme répondait aux exigences du *Règlement sur la radioprotection*.

Révision des limites opérationnelles dérivées
OPG a révisé les LOD en se fondant sur de nouveaux calculs de dose, des paramètres pertinents et un modèle mis à jour. Les LOD correspondent à des rejets à l'environnement qui n'entraîneront pas des doses annuelles au public plus grandes que la limite réglementaire de 1 mSv. Le tribunal de la Commission étudiera la possibilité d'incorporer les nouvelles LOD au permis sur demande de modification de celui-ci par OPG. Les valeurs des LOD des centrales de Pickering-A et de Pickering-B sont données à l'annexe E, « Limites opérationnelles dérivées (LOD) aux centrales nucléaires au canada ».

Réponse aux événements survenus à la centrale de Fukushima Daiichi
En mars 2011, en réponse aux événements survenus à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, les inspecteurs de la CCSN ont effectué aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B des inspections circonscrites portant sur la qualification/robustesse parasismique, les piscines de stockage du combustible usé, la protection contre les incendies, l'alimentation électrique de secours et l'atténuation du risque que présente l'hydrogène. À la lumière des résultats de cette inspection, le personnel de la CCSN a conclu qu'OPG était prête à faire face aux urgences potentielles.

Trente six mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) applicables aux centrales nucléaires ont découlées des cinq recommandations dans le *Plan d'action de la CCSN* [22], et celles-ci sont énumérées à l'annexe F, « État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires ». Les titulaires de permis visent à tenir compte de ces mesures et à les mettre en œuvre d'ici décembre 2015.

2.3.4 Rapport de notification rapide

Onze RNR ont été soumis dans le cas des centrales de Pickering-A et de Pickering-B durant la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Un sommaire des renseignements au sujet de chacun de ces RNR est présenté au tableau 18. On peut observer qu'en général,

les événements faisant l'objet de ces RNR avaient peu ou pas d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 18 : Rapports de notification rapide – centrales de Pickering-A et de Pickering-B

Sujet	Brève description
Déclenchement du réacteur de la tranche 1 à la centrale de Pickering-A sur haute température du circuit caloporteur primaire	Le 6 janvier 2011, à la suite d'une baisse du débit d'eau d'alimentation à un des quatre ensembles de générateurs de vapeur, le système d'arrêt d'urgence A (SAUA) a déclenché automatiquement sur haute température du circuit caloporteur primaire entraînant l'arrêt du réacteur de la tranche 1. La baisse de débit était due à la fermeture de la vanne principale de contrôle du niveau des générateurs de vapeur à la suite d'une perte de l'alimentation électrique au contrôleur du niveau de ces générateurs. Cette perte d'alimentation a eu lieu parce qu'un fusible a brûlé en raison d'un court-circuit dans le fil électrique alimentant un enregistreur graphique en chantier qui avait été retiré de son panneau pour entretien. Le court-circuit a été occasionné par une fissure dans le fil. Plusieurs autres instruments étaient alimentés à partir de ce fusible, mais ce contrôleur était le seul instrument touché par cette perte d'alimentation électrique qui pouvait entraîner des conséquences.
Déclenchement du système d'arrêt d'urgence n^{o} 2 de la tranche 5 à la centrale de Pickering-B à cause d'un signal intempestif	Le 18 janvier 2011, la chaîne H à la tranche 5 avait été désactivée (placée dans un état sûr) à des fins d'entretien régulier. Un déclenchement intempestif de la chaîne J s'est produit à la suite de la défaillance d'un amplificateur, entraînant ainsi le déclenchement du système d'arrêt d'urgence n^{o} 2 (SAU2). Par la suite, le système d'arrêt d'urgence n^{o} 1 (SAU1) a également déclenché sur très basse pression du circuit caloporteur primaire.
Déversement de modérateur à la centrale Pickering-A	Le 24 février 2011, un déversement de modérateur à l'intérieur du bâtiment du réacteur a eu lieu à la suite de l'arrêt d'une tranche afin de faire enquête sur une augmentation du taux de fuite du modérateur vers le réservoir de recueil. On avait observé que le taux de fuite d'une pompe du modérateur vers le système de collecte avait passablement augmenté. De façon prudente, OPG a décidé d'arrêter la tranche afin de rechercher la cause du problème, et elle a donc été mise à l'arrêt à 13 h le 24 février. Par la suite, des signaux ont été reçus indiquant la présence d'eau dans le puisard de la salle des pompes du modérateur, indiquant qu'il y avait déversement du modérateur sur le plancher. Après s'être préparé de façon minutieuse, une entrée dans la salle des pompes du modérateur a été effectuée et la fuite a été colmatée. L'investigation a révélé que l'arbre de la pompe s'était brisé à l'intérieur du boîtier qui joint l'arbre du moteur à celui du rotor. Les paliers de la pompe et les garnitures du rotor étaient passablement endommagés. La fuite a été colmatée et les travailleurs n'ont pas reçu de doses imprévues.
Déclenchement manuel du réacteur de la tranche 1 de la centrale de Pickering-A alors qu'il était à pleine puissance	Le 11 mars 2011, le réacteur de la tranche 1 a été déclenché manuellement alors qu'il était à pleine puissance. Ceci a été effectué en réponse à la séquence suivante : une panne en position fermée de la vanne CV105 du système de régulation du réacteur s'est produite le 7 mars 2011 et les grosses vannes de contrôle du système de régulation ont pris la relève, entraînant ainsi un contrôle moins précis du niveau du modérateur. La panne de la vanne CV105 n'avait pas de conséquences négatives immédiates sur l'exploitation de la tranche alors qu'elle était dans un état stable à pleine puissance. OPG a cependant décidé de mettre le réacteur à l'arrêt car on se doutait que l'application de la procédure normale d'arrêt allait mener à un déclenchement automatique d'un système d'arrêt d'urgence à cause du contrôle moins précis du niveau du modérateur. Le

Sujet	Brève description
	réacteur a donc été déclenché manuellement au lieu de prendre le risque d'un déclenchement automatique d'un système d'arrêt d'urgence pendant les manœuvres d'arrêt.
Rejet d'eau déminéralisée à la centrale de Pickering-A	Le 14 mars 2011, approximativement 73 000 litres d'eau déminéralisée provenant de la piscine auxiliaire de stockage du combustible usé ont été rejetés dans le lac Ontario. Ce rejet est dû au bris de la garniture d'une pompe de refroidissement de l'eau de cette piscine. La quantité de tritium rejeté a été évaluée de façon prudente à 47,3 gigabecquerels. Ceci est bien en-deçà du seuil d'intervention mensuel de 4,1 petabecquerels qui est lui-même seulement 10 % de la limite réglementaire. L'augmentation de l'activité par rapport au niveau naturel normal de tritium dans le lac de 6 Bq/L est évaluée à 0,56 Bq/L au point d'approvisionnement en eau le plus touché, F.J. Horgan, qui est situé à 11 km de la centrale. L'augmentation de l'activité au point d'approvisionnement en eau d'Ajax est évaluée à 0,007 Bq/L. Ces valeurs sont bien en-deçà de la norme de l'Ontario pour l'eau potable qui est 7,000 Bq/L.
Déclenchement manuel du réacteur de la tranche 1 de la centrale de Pickering-A alors qu'il était à basse puissance	Le 25 mars 2011, à la suite d'une perte partielle de l'alimentation électrique de catégorie IV, le réacteur de la tranche 1 a été déclenché manuellement alors que la puissance du réacteur était 0,11 % de la pleine puissance. OPG effectuait alors le démarrage de la tranche 4 lorsque le disjoncteur d'alimentation d'une des quatre barres de l'alimentation électrique de catégorie IV a ouvert, entraînant une perte partielle de cette alimentation. La procédure à suivre en cas d'une perte d'alimentation électrique de catégorie IV stipule que le réacteur doit être déclenché. L'événement a été rapporté au personnel de la CCSN, à Gestion des situations d'urgence Ontario et au Centre de gestion des urgences de la ville de Durham.
Rapport sur la sécurité de l'information aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B	Le 10 juillet 2010, OPG a soumis un rapport d'événement confidentiel conformément au document d'application de la réglementation S-99 au sujet d'un membre du public prétendant avoir en sa possession un document confidentiel d'OPG qu'il avait acquis sur un site Web terroriste. La GRC a déterminé qu'il s'agissait d'un canular. Le RNR au sujet de ce rapport soumis conformément au document S-99 a été présenté au tribunal de la Commission le 31 mars 2011.
Concentration de poison (gadolinium) dans le modérateur plus faible que prévu à la tranche 5 de la centrale Pickering-B	Le 30 mars 2011, pendant l'arrêt planifié P1151 de la tranche 5, le remplissage du modérateur était en cours dans le cadre des activités normales de transition de l'état d'arrêt garanti par la vidange du modérateur à l'état d'arrêt garanti par surempoisonnement du modérateur. Tel qu'indiqué dans la procédure à suivre pour effectuer le remplissage du modérateur, le prélèvement d'échantillons à des fins d'analyse chimique du modérateur de la tranche 5 a été effectué et on a déterminé que la concentration de gadolinium était plus faible que celle de l'échantillon précédent. Le remplissage du modérateur de la tranche 5 a été interrompu et on a décidé le 1er avril 2011 de remettre le réacteur dans l'état d'arrêt garanti par la vidange du modérateur.
Perte de vide dans le condenseur entraînant le déclenchement du réacteur de la tranche 1 à la centrale de Pickering-A	Le 19 juin 2011, une perte de vide dans le condenseur de la turbine de la tranche 1 à Pickering a entraîné un déclenchement du réacteur sur haute pression du circuit caloporteur principal. Au début du quart, le vide au condenseur était de 5,4 kPaa (absolu). Pendant le quart, le vide a commencé à se détériorer lentement. À 14,4 kPaa, un délestage automatique de la turbine et une baisse contrôlée automatique de la puissance du réacteur ont commencé, abaissant graduellement la puissante du réacteur de 100 % à 88 % de la pleine puissance. Le vide au condenseur a continué à se détériorer et le personnel d'exploitation a effectué

Sujet	Brève description
	manuellement d'autres baisses contrôlées de la puissance. Conformément aux procédures, il a démarré la deuxième pompe de pressurisation du circuit caloporteur primaire et déclenché manuellement la turbine. Peu de temps après, le réacteur a déclenché sur haute pression du circuit caloporteur primaire alors que la puissance était à 46 % de la pleine puissance.
Arrêt du réacteur à la suite du déclenchement du système d'arrêt d'urgence n° 2 de la tranche 7 à la centrale de Pickering-B pendant l'entretien par chaîne	Le 13 juillet 2011, le réacteur de la tranche 7 a été arrêté par le déclenchement du système d'arrêt d'urgence n° 2 (SAU2). L'opérateur de réacteur accrédité était en voie de réarmer la chaîne H du SAU2 après l'entretien sur cette chaîne. Au lieu d'appuyer sur le bouton de réarmement de la chaîne H, il a appuyé sur les boutons servant au déclenchement manuel des chaînes H et G, entraînant l'arrêt du réacteur. La logique de déclenchement du SAU2 est une logique deux de trois, c'est-à-dire que ce système déclenche si deux des trois chaînes sont déclenchées. OPG a redémarré le réacteur après la période d'arrêt due à l'empoisonnement du réacteur.
Renvois d'employés aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B pour transgression du code de conduite	Le 2 août 2011, le Service de sécurité d'OPG a été informé que certains employés d'OPG étaient apparemment impliqués dans des activités illégales mettant en cause des drogues au site des centrales nucléaires de Pickering. Ce Service a entrepris une enquête interne afin de déterminer les circonstances entourant cette allégation. À la suite des premières étapes de l'enquête menée par OPG, celle-ci a pris la décision d'informer le Service de police de la région de Durham de la situation. Ce service de police a dès lors mené sa propre enquête. Pendant que ces deux enquêtes se déroulaient, aucune évidence d'activités illégales dans la zone protégée des centrales de Pickering n'a fait surface. De plus, on n'a observé aucun fait mettant en cause l'aptitude au travail des personnes faisant l'objet de cette allégation. Le Service de police de la région de Durham a informé OPG le 29 septembre 2011 qu'il avait terminé son enquête et qu'aucune accusation criminelle ne serait portée. Le Service des ressources humaines d'OPG a assumé la responsabilité du dossier. Par la suite, 11 employés d'OPG ont été renvoyés le 18 novembre 2011 pour transgression au Code de conduite du participant.

2.4 Gentilly-2

2.4.1 Permis

Le permis d'exploitation d'un réacteur de puissance (PERP) de la centrale de Gentilly-2 a été renouvelé en juin 2011 pour une période de cinq ans (jusqu'au 30 juin 2016). Une modification a été apportée au PERP depuis son renouvellement en 2011.

Modifications au permis

Une modification a été apportée au permis au cours de la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Les détails de cette modification sont donnés au tableau 19.

Tableau 19: Modification apportée au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale de Gentilly-2

No. du PERP – date d'entrée en vigueur	Demande de modification
10.01/2016 – 7 février 2012	Mise à jour de deux valeurs des limites opérationnelles dérivées (LOD)

Révisions du manuel des conditions du permis

Le manuel des conditions du permis (MCP) de la centrale de Gentilly-2 a été révisé à une occasion depuis sa mise en œuvre, et cette révision a été approuvée par le directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires. Les modifications les plus importantes apportées au MCP de cette centrale au cours de la période allant de janvier 2011 à avril 2012 sont décrites en plus de détails au tableau 20.

Tableau 20 : Modifications apportées au manuel des conditions du permis de la centrale de Gentilly-2

Section	Description de la modification	Nature* de la révision
3.1.3; 3.6.2; 3.11.2; annexe A.3	Changement de révision de MG-22-08 (rév. 1.2)	Administrative
3.3.6; annexe A.3	Changement de révision des manuels de gestion des examens d'accréditation GEA-1 et GEA-2 (rév. 1.1)	Administrative
3.4.2; 3.12.2; annexe A.1	Utilisation des titres en français pour les normes N290.15 et N294	Administrative
3.5.1; annexe A.3	Changement de révision du rapport de sûreté (rév. 2011)	Administrative
3.6.5	Ajout de la norme N285.0 révision 1995	Administrative
3.7.3	Changement de la date de mise en œuvre du plan de transition de la norme N285.4-2005 et N285.5-2008 (31 mars 2012)	Administrative
Annexe F	Modification de l'annexe F – Tableau H15	Administrative
Annexe G	Retrait de l'annexe G – Plan réglementaire	Administrative

Section	Description de la modification	Nature* de la révision
Annexe A.1	Ajout de la norme N292.3 dans l'annexe A.1	Administrative
3.4.2; 3.4.5; annexe A.3	Changement de révision de la LCE (rév. 7)	Administrative
3.11.1	Ajout d'un paragraphe sur le programme d'information publique dans les critères de vérifications de la conformité (CVC)	Administrative
Tous	Corrections grammaticales et orthographiques	Administrative
Page de garde Entête	Changement de numéro du permis d'exploitation	Administrative

2.4.2 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

Plan réglementaire

Une audience a eu lieu en 2011 pour étudier le renouvellement du permis de la centrale de Gentilly-2. Le personnel de la CCSN a effectué un examen du plan d'exploitation fourni par Hydro-Québec et a établi à son tour un plan réglementaire qui donne les grandes lignes des mesures réglementaires en matière d'autorisation ou de vérification de la conformité au cours de la période précédant la réfection ou la fin de l'exploitation. Ce plan réglementaire se trouve dans le manuel des conditions du permis (MCP).

Hydro-Québec a fourni un effort remarquable pour traiter des dossiers ouverts figurant dans le CMD-H15 préparé pour l'audience relative au renouvellement du permis. La plupart des dossiers ont été fermés et, dans le cas des dossiers toujours ouverts, le titulaire de permis continue d'appliquer les plans de transition décrits dans le MCP.

Projet de réfection

Le personnel de la CCSN a poursuivi son examen des documents sur le projet de réfection soumis par Hydro-Québec relativement à l'examen intégré de sûreté (EIS) requis, conformément au document d'application de la réglementation RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires* [24].

Le personnel de la CCSN a examiné les réponses d'Hydro-Québec à ses commentaires sur le document des bases de l'EIS. La majorité des réponses ont été jugées acceptables et le personnel de la CCSN a fermé le dossier lié à cet examen. Les questions en suspens seront traitées lors de l'examen des rapports de facteurs de sûreté, du rapport d'évaluation globale et du plan intégré de mise en œuvre.

Le personnel de la CCSN a terminé l'examen préliminaire des rapports de facteurs de sûreté, et a conclu que de l'information supplémentaire devait être fournie. Hydro-Québec a examiné les commentaires de la CCSN et a soumis une proposition sur les normes à utiliser pour l'EIS.

Le personnel de la CCSN a fait un premier examen du rapport d'évaluation globale et du plan intégré de mise en œuvre. Il a conclu qu'une révision du document est nécessaire pour le mettre à jour et tenir compte des commentaires du personnel de la CCSN sur ce

document et sur les rapports de facteurs de sûreté. Hydro-Québec prévoit soumettre un rapport d'évaluation globale et un plan intégré de mise en œuvre révisés d'ici la fin juin 2012.

2.4.3 Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Points d'arrêt
Dans le cadre de son permis d'exploitation, la centrale de Gentilly-2 devait effectuer plusieurs inspections et réparations afin d'obtenir la levée des points d'arrêt indiqués dans le manuel des conditions de permis (MCP). Le personnel de la CCSN a fait la revue de ces points d'arrêt et a donné l'autorisation à Hydro-Québec de redémarrer.

Annonce au sujet du projet de réfection
À la fin de la période de référence, Hydro-Québec n'avait toujours pas reçu de réponse définitive de la part du gouvernement du Québec quant à l'autorisation du projet de réfection de la centrale de Gentilly-2.

Effets du panache thermique, d'entraînement et d'impact
Hydro-Québec a revu en novembre 2010 son plan d'action au sujet du captage des poissons au canal d'amenée et des effets du panache thermique. Cette révision du plan a été soumise à la CCSN en février 2011.

Hydro-Québec a soumis au cours de 2011 les résultats de deux études relatives aux effets du panache thermique. La première portait sur les effets de la température de l'eau sur la maturité sexuelle des poissons tandis que la deuxième consistait en une validation des données des thermographes situés hors de la zone d'influence des retours d'eau chaude. Ces deux études font présentement l'objet d'un examen par la CCSN et Environnement Canada (EC). Selon les résultats de cet examen, des études supplémentaires pourraient être requises.

Hydro-Québec a également soumis en décembre 2011 les résultats d'une étude portant sur l'analyse de solutions au problème d'entraînement de débris et de poissons au canal d'amenée. Ces résultats font présentement l'objet d'un examen de la part de la CCSN et du ministère des Pêches et des Océans (MPO).

Programme de surveillance de la contamination alpha
Hydro-Québec a continué d'apporter des améliorations à long terme à son programme de radioprotection à l'égard du contrôle et de la surveillance du risque que présente la contamination alpha, et pour qu'il reflète les pratiques exemplaires du secteur nucléaire. Des mesures et moyens de contrôle sont en place pour assurer la protection des travailleurs contre les risques de la contamination alpha.

Le personnel de la CCSN a continué de surveiller les améliorations à long terme apportées à la centrale de Gentilly-2 relativement au contrôle et à la surveillance du

risque que présente la contamination alpha. Il est prévu que la mise en œuvre de ces améliorations sera terminée d'ici la fin de 2012.

Réponse aux événements survenus à la centrale de Fukushima Daiichi
En mars 2011, en réponse aux événements survenus à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, les inspecteurs de la CCSN ont effectué à la centrale de Gentilly-2 des inspections circonscrites portant sur la qualification/robustesse parasismique, les piscines de stockage du combustible usé, la protection contre les incendies, l'alimentation électrique de secours et l'atténuation du risque que présente l'hydrogène. À la lumière des résultats de cette inspection, le personnel de la CCSN a conclu qu'Hydro-Québec était prête à faire face aux urgences potentielles.

Trente six mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) applicables aux centrales nucléaires ont découlées des cinq recommandations dans le *Plan d'action de la CCSN* [22], et celles-ci sont énumérées à l'annexe F, « État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires ». Les titulaires de permis s'efforcent de tenir compte de ces mesures et de les mettre en œuvre d'ici décembre 2015.

2.4.4 Rapport de notification rapide

Deux RNR ont été soumis dans le cas de la centrale de Gentilly-2 durant la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Un sommaire des renseignements au sujet de chacun de ces RNR est présenté au tableau 21. On peut observer que les événements faisant l'objet de ces RNR avaient, en général, peu d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 21 : Rapports de notification rapide – centrale de Gentilly-2

Sujet	Brève description
Fuite d'eau lourde au système de recueil caloporteur	Le 13 juin 2011, une fuite d'eau du caloporteur vers le réservoir de recueil (3381-TK1) a été confirmée. À 8 h 21, une alerte sectorielle est décrétée en raison d'un risque radiologique dans le bâtiment du réacteur. Le centre d'urgence a été activé. On a trouvé de l'eau du caloporteur sur le plancher de la salle R2-006, située au sous-sol. Cette eau provenait d'une petite fuite sur un hublot (3381-SG7) qui fait partie du système de recueil. Des opérateurs en habit ventilé ont été envoyés dans quelques salles du bâtiment du réacteur pour investiguer la fuite. Le rejet de tritium a atteint 0,5 % de la limite opérationnelle dérivée (LOD) pour le tritium, qui est de $1,7 \times 10^{15}$ Bq par semaine. Il a été déterminé que les opérateurs en habit ventilé qui ont fait enquête sur la fuite ont reçu des doses inférieures à 0,03 mSv.
Fuite d'eau lourde dans le bâtiment du réacteur	Le 26 avril 2012, en avant-midi, des travaux étaient en cours pour remplacer un bouchon d'une machine à combustible. La concentration de tritium dans l'air du bâtiment du réacteur a augmenté. Une alerte sectorielle a été déclarée, la procédure d'urgence PU-100 a été suivie et le bâtiment du réacteur a été évacué. Deux opérateurs ont colmaté la fuite et quitté les lieux. Une équipe a été envoyée pour recouvrer l'eau lourde déversée sur le plancher (10 L) et dans une ligne d'évent (60 L). L'alerte a été levée à midi.

Sujet	Brève description
	Les deux opérateurs qui ont colmaté la fuite ont reçu de faibles doses dues au tritium (0,02 et 0,03 mSv) pendant cet événement. Le rejet de tritium a été évalué à 1,85 x 10^{12} Bq, approximativement 0,11 % de la limite opérationnelle dérivée (LOD). Ce rejet de tritium était bien en-deçà des limites réglementaires.

2.5 Point Lepreau

2.5.1 Permis

Le permis venant à échéance le 30 juin 2011, Énergie NB a demandé en 2010 un renouvellement de celui-ci pour une période d'un an à cause de problèmes techniques qui ont entraîné des délais dans la réfection. En avril 2011, le tribunal de la Commission a renouvelé le permis de la centrale de Point Lepreau jusqu'au 30 juin 2012.

En juin 2011, Énergie NB a demandé un renouvellement du permis d'exploitation d'un réacteur de puissance (PERP) de la centrale de Point Lepreau pour une période de cinq ans. Elle a également demandé que l'audience à ce sujet soit tenue à l'automne 2011, en même temps que sa demande de rechargement du combustible et de redémarrage du réacteur serait entendue par le tribunal de la Commission. Cette demande de renouvellement de permis a été entendue lors d'audiences publiques du tribunal Commission tenues en octobre et en décembre 2011.

En février 2012, le PERP 17.00/2017 de la centrale de Point Lepreau a été renouvelé pour une période de cinq ans (jusqu'au 30 juin 2017).

Au cours de la même audience, le tribunal de la Commission a également autorisé Énergie NB à effectuer le rechargement du combustible et le redémarrage du réacteur après la réfection.

Modifications au permis

Une modification a été apportée à la version précédente du permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau PERP 17.00/2012 au cours de la période allant du 1er juillet 2011 au 17 février 2012. Des détails de cette modification sont présentés au tableau 22.

Aucune modification n'a été apportée au présent permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau PERP 17.00/2017 depuis son entrée en vigueur le 17 février 2012.

Tableau 22 : Modifications apportées au permis d'exploitation d'un réacteur de puissance de la centrale de Point Lepreau

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
17.01/2012 – 26 août 2011	Mise à jour à l'annexe B du numéro de la révision, maintenant 12, du document d'Énergie NB RD-1364-L25, *Rapport sur la sécurité à la centrale*
	Mise à jour à l'annexe B du numéro de la révision, maintenant 6, du document d'Énergie NMM-00660, *Le manuel de gestion du nucléaire*

N° du PERP – date d'entrée en vigueur	Description de la modification
	La condition 13.8 du permis et le point 9 (J.L. Shepherd 492 Beta Calibrator) de l'annexe H, « Substances nucléaires et équipement réglementé », ont été biffés
	Mise à jour à l'annexe A du document d'Énergie NB *Rapport de sûreté de la centrale Point Lepreau* émis en 2009

Révisions du manuel des conditions du permis

Aucune révision n'a été apportée au MCP de la centrale de Point Lepreau pendant la période de référence.

2.5.2 Mise à jour sur les projets et initiatives d'importance

Qualification sismique

Comme condition à sa décision de renouveler le PERP de la centrale de Point Lepreau, le tribunal de la Commission a exigé qu'Énergie NB réalise une évaluation des dangers sismiques propres au site. Elle a de plus exigé qu'Énergie NB communique les résultats de cette évaluation dans le cadre de son programme d'information publique. Énergie NB a donné suite à cette exigence en soumettant un plan d'évaluation à cet effet dans le cadre de sa réponse au plan d'action du personnel de la CCSN en lien avec les recommandations formulées dans le *Plan d'action de la CCSN* [22]. Le personnel de la CCSN a examiné ce plan d'Énergie NB et est d'accord avec la proposition visant à soumettre l'évaluation initiale des dangers sismiques d'ici la fin de 2012.

Surveillance environnementale

Au cours des audiences sur le renouvellement du permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau, Fundy Baykeeper est intervenu pour demander qu'Énergie NB prenne des échantillons de l'eau entrant dans la centrale afin de vérifier la présence d'œufs de poissons, de larves, de zooplanctons et de photoplanctons. Le personnel de la CCSN appuie cette demande et recommande que cette surveillance soit entreprise. Le personnel de la CCSN et celui du ministère des Pêches et des Océans (MPO) effectueront une visite au site en 2012 afin de discuter de la démarche à suivre avec Énergie NB. Une mise à jour sur cette question sera incluse dans le rapport 2012 sur les centrales nucléaires.

La norme CSA N288.4 [25], *Environmental monitoring programs at Class I nuclear facilities and uranium mines and mills* a été révisée en 2010 pour y ajouter les substances radioactives et dangereuses, les facteurs de stress, les effets biologiques possibles et les voies d'exposition des biotes humains et autres. Des discussions sont en cours entre le personnel de la CCSN et des représentants du secteur nucléaire sur l'ajout de ces exigences au cadre de réglementation de la CCSN pour les des grandes installations. Le personnel de la CCSN a par conséquent recommandé qu'Énergie NB effectue une analyse des écarts et soumette un plan de mise en œuvre pour se conformer à cette norme.

Projet de réfection

Énergie NB a entrepris la réfection du réacteur en 2008 et prévoyait alors que le réacteur serait de retour à pleine puissance en 2009. En raison de problèmes techniques, le projet de réfection a été prolongé. À la fin de la période de référence, Énergie NB prévoyait que le réacteur serait de retour à pleine puissance d'ici l'automne 2012.

Les activités principales de construction menées à bien durant le projet de réfection comprenaient :

- le remplacement des 380 canaux de combustible, tubes de calandre et les tuyaux d'alimentation d'entrée et de sortie qui s'y rattachent, des embouts jusqu'aux collecteurs
- des mises à niveau du turbo-alternateur principal
- des modifications de la résistance de la cuve de la calandre aux surpressions et du refroidissement des boucliers d'extrémité
- l'ajout d'un système de filtre au système de ventilation de la salle de commande principale
- l'installation de nouveaux comparateurs digitaux programmables pour les systèmes d'arrêt
- l'amélioration de la couverture des paramètres de déclenchement du réacteur
- l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs pour atténuer l'accumulation d'hydrogène pendant des accidents graves
- l'installation d'un système d'évent avec filtres pour les cas d'urgence et d'une conduite d'appoint à la cuve de la calandre afin d'améliorer le rendement en cas d'accident grave
- le remplacement des composants et de l'équipement désuets
- la réalisation de mises à niveau en matière de qualification environnementale
- la réalisation de mises à niveau en matière de protection-incendie
- la mise en œuvre de modifications pour faire face aux dangers sismiques

Au cours de l'année 2011, Énergie NB a terminé l'installation des tubes de calandre, des tubes de force, des tuyaux d'alimentation supérieurs et le remplissage du système modérateur principal. L'installation des tuyaux d'alimentation inférieurs a été menée à bien en février 2012.

Le présent PERP renferme des conditions qui sont directement liées au projet de réfection de la centrale de Point Lepreau. Ces conditions exigent que le titulaire de permis obtienne la permission du tribunal de la Commission avant d'effectuer le rechargement du combustible dans le cœur du réacteur et le redémarrage du réacteur. L'approbation de la CCSN est requise à des points d'arrêts avant d'amorcer les étapes suivantes :

- le rechargement du combustible
- la sortie de l'état d'arrêt garanti
- l'augmentation de la puissance du réacteur au-delà de 0,1 % de la pleine puissance

- l'augmentation de la puissance du réacteur au-delà de 35 % de la pleine puissance

En février 2012, le tribunal de la Commission a autorisé Énergie NB à effectuer le rechargement du combustible et le redémarrage du réacteur. Le rechargement du combustible a été achevé en avril 2012.

2.5.3 Mise à jour sur des questions d'importance en matière de réglementation

Améliorations du rendement de l'équipe d'intervention en cas d'urgence
En 2010, à la suite d'une inspection de type II sur l'équipe d'intervention en cas d'urgence, la cote « inférieur aux attentes » a été attribuée au domaine particulier « Protection et lutte contre les incendies » du DSR « Gestion des urgences et protection-incendie ». En août 2011, le personnel de la CCSN et Énergie NB ont signé un protocole indiquant les activités clés que cette dernière devait entreprendre pour démontrer que son programme de protection et de lutte contre les incendies est acceptable et ainsi mériter la cote « satisfaisant ». Le personnel de la CCSN a observé au cours de la deuxième partie de 2011 que le rendement de l'équipe d'intervention en cas d'urgence avait été amélioré de façon importante et, par conséquent, Énergie NB a atteint vers la fin de l'année un niveau de rendement correspondant à la cote « satisfaisant ».

Protection contre les incendies
Le personnel de la CCSN juge satisfaisant le *Plan d'amélioration de la protection contre les incendies* qu'Énergie NB a élaboré pour se conformer aux exigences de la norme N293-F07 [9]. Il est également satisfait des mesures compensatoires prises pour atteindre l'objectif visé par les nouveaux codes et normes. Cependant, la mise en œuvre du programme de protection-incendie doit être élargie davantage, et des mises à niveau physiques sont requises pour se conformer pleinement. En vertu de la section 16.4 du PERP et du MCP de la centrale de Point Lepreau, toutes les mesures compensatoires doivent être en place avant le redémarrage du réacteur. Énergie NB doit se conformer aux normes et codes les plus récents en matière de protection contre les incendies d'ici le 31 décembre 2014.

Programme de surveillance de la contamination alpha
En août 2010, le personnel de la CCSN a fait connaître ses attentes et ses critères d'acceptation à l'égard de la mise en œuvre d'un programme de radioprotection visant à améliorer la surveillance de la contamination alpha en se fondant sur l'OPEX et les pratiques exemplaires du secteur nucléaire.

Le personnel de la CCSN a conclu, en décembre 2010, qu'Énergie NB avait pris un nombre suffisant de mesures pour protéger les travailleurs des dangers de la contamination alpha et démontré son engagement à apporter des améliorations au programme de radioprotection relativement à la surveillance et au contrôle des dangers que présente cette contamination. Au cours de l'année 2011, Énergie NB a continué, à la satisfaction du personnel de la CCSN, à mettre en œuvre ces améliorations.

Exercice de simulation d'urgence de Point Lepreau 2012
Énergie NB a tenu en mars 2012 un exercice de simulation d'urgence d'envergure. Cet exercice comportait l'activation du centre provincial des urgences situé hors site et l'activation partielle du centre des mesures d'urgence de la CCSN. Les résultats de cet exercice n'étaient pas connus à la fin de la période de référence. Ils seront cependant rapportés au tribunal de la Commission lors de la présentation publique du présent rapport ou dans le rapport 2012 sur les centrales nucléaires.

Réponse aux événements survenus à la centrale de Fukushima Daiichi
En mars 2011, en réponse aux événements survenus à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, les inspecteurs de la CCSN ont effectué à la centrale de Point Lepreau des inspections circonscrites sur la qualification/robustesse parasismique, les piscines de stockage du combustible usé, la protection-incendie, l'alimentation électrique de secours et l'atténuation du risque que présente l'hydrogène. À la lumière des résultats de cette inspection, le personnel de la CCSN a conclu qu'Énergie NB était prête à faire face aux urgences potentielles.

Trente six mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima (MPF) applicables aux centrales nucléaires ont découlées des cinq recommandations dans le *Plan d'action de la CCSN* [22], et celles-ci sont énumérées à l'annexe F, « État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires ». Les titulaires de permis s'efforcent de tenir compte de ces mesures et de les mettre en œuvre d'ici décembre 2015.

2.5.4 Rapport de notification rapide

Un rapport de notification rapide (RNR) a été soumis dans le cas de la centrale de Point Lepreau durant la période allant de janvier 2011 à avril 2012. Un sommaire des renseignements au sujet de ce RNR est présenté au tableau 23. On peut observer que l'événement faisant l'objet de ce RNR n'avait, en général, pas d'importance sur le plan de la sûreté.

Tableau 23 : Rapports de notification rapide – centrale de Point Lepreau

Sujet	Brève description
Fuite d'eau lourde dans le bâtiment du réacteur	Le 13 décembre 2011, alors que le remplissage du système modérateur était en cours, une fuite d'environ 4 à 6 litres d'eau lourde du système modérateur s'est produite, celle-ci provenant de l'unité de chromatographie en phase gazeuse située dans le bâtiment du réacteur. Conformément aux procédures de la centrale de Point Lepreau, une alerte radiologique a promptement été déclarée, et on a demandé aux travailleurs d'évacuer le bâtiment du réacteur et de fournir un échantillon biologique. La petite quantité l'eau lourde a été nettoyée (elle a été recouvrée), et une tente ventilée a été installée atour de cette zone afin de minimiser la dispersion de la vapeur d'eau tritiée. Les rejets à l'environnement ont été inférieurs à 3 % du seuil d'intervention en vigueur à la centrale ($8{,}2 \times 10^{14}$ Bq par semaine).

Partie 3 – Mesures découlant de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi

Introduction

Le 11 mars 2011, un séisme de magnitude 9,0 suivi d'un tsunami dévastateur ont frappé le Japon. L'impact combiné du séisme et du tsunami sur la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi a causé un accident nucléaire grave. Dans les jours qui ont suivi, une perte de l'alimentation électrique a entraîné une perte de la capacité de refroidissement et par la suite une surchauffe des réacteurs, une fonte partielle du cœur, des explosions et des feux dus à la présence d'hydrogène et des rejets de matières radioactives à trois des six réacteurs de la centrale (exploitée par Tokyo Electric Power Company [TEPCO]). En raison de cet accident nucléaire, les membres de la communauté internationale, principalement les pays ayant des centrales nucléaires en exploitation, ont entrepris un examen de la sûreté des centrales nucléaires en exploitation, de leurs mesures de préparation et d'intervention en cas d'urgence ainsi que du cadre de réglementation et des processus de surveillance réglementaire auxquels ils sont assujettis.

Examens de la sûreté des centrales nucléaires

En avril 2011, la CCSN a entrepris un examen des centrales nucléaires au Canada afin de confirmer qu'elles pouvaient résister aux événements externes comme des séismes et des inondations importants. Elle a d'abord ordonné aux titulaires de permis de faire un examen des leçons initiales tirées de l'accident de Fukushima, d'examiner à nouveau les dossiers de sûreté des centrales et de soumettre un rapport sur les plans, à court terme et à long terme, de mise en œuvre de mesures pour éliminer tout écart d'importance. La CCSN a ensuite mis sur pied le Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima afin d'évaluer les répercussions de l'accident de Fukushima sur les centrales nucléaires et d'examiner l'information soumise par les titulaires de permis à ce sujet. Le Groupe de travail a documenté ses constatations et les a classées dans quatre catégories :

- défense en profondeur des réacteurs
- préparation aux situations d'urgence
- cadre et processus de réglementation
- collaboration internationale

À la lumière du *Rapport du Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima* [26], la CCSN a élaboré le *Plan d'action de la CCSN : Leçons apprises sur l'incident survenu à Fukushima* [22] (*Plan d'action de la CCSN*) afin d'appliquer les leçons tirées de cet événement pour améliorer la sûreté de l'exploitation des centrales nucléaires. Ce plan d'action énonce des résultats précis devant être obtenus avant la fin de 2015, y compris des mesures à prendre afin de prévenir et d'atténuer les conséquences des accidents hors dimensionnement, accidents dont la probabilité est très faible mais pour lesquels les conséquences sont possiblement très importantes. Ce plan d'action a fait l'objet d'une consultation publique, d'une évaluation par des pairs rassemblés en une commission d'experts par le Service d'examen intégré de la réglementation de l'AIEA et finalement d'un examen indépendant par un comité consultatif externe [27] ayant reçu du président

de la CCSN le mandat d'évaluer les processus et les mesures adoptés par l'organisation pour donner suite à l'accident.

En réponse aux leçons tirées de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi, les titulaires de permis de centrale nucléaire ont démontré clairement leur engagement continu à assurer la sûreté et ils ont pris immédiatement des mesures pour confirmer la robustesse de leurs centrales. Se servant des critères d'examen de la sûreté utilisés par le Groupe de travail [28], ils ont entrepris des améliorations qui vont renforcer la sûreté et ont accéléré la mise en œuvre d'autres améliorations déjà entreprises. Les titulaires de permis ont participé à des activités nationales et internationales et ont pris de mesures concrètes, individuellement et collectivement, afin de tenir compte des constatations. De plus, la plupart des titulaires de permis ont déjà effectué des mises à niveau importantes sur le plan de la sûreté dans le cadre des activités de réfection. Ces mises à niveau ont été cernées dans le cadre des examens intégrés de la sûreté effectués en fonction des normes et des pratiques modernes et elles se sont avérées bénéfiques lors de la crise à Fukushima.

Sommaire des constatations

Les paragraphes qui suivent résument les constatations découlant de l'examen effectué à la suite de l'accident de Fukushima et des mesures prises par la CCSN et les titulaires de permis pour renforcer la sûreté des centrales nucléaires et réduire le risque associé à leur exploitation.

Événements externes – L'examen effectué par la CCSN a confirmé à nouveau la robustesse des centrales nucléaires, c'est-à-dire la capacité de résister à des dangers externes d'importance. Les conditions tenues en compte au moment de la conception sont propres au site, mais elles comprennent normalement des conditions météorologiques extrêmes, des inondations, des séismes et des explosions majeurs. Toutes les centrales nucléaires au Canada sont situées loin des frontières de plaques tectoniques, rendant négligeable le risque d'un séisme majeur suivi d'un tsunami. Dans le cadre du *Plan d'action de la CCSN* [22], les exploitants des centrales nucléaires effectuent présentement une nouvelle évaluation exhaustive des dangers externes propre à chaque site en faisant appel à des outils modernes, y compris des études probabilistes de sûreté. Bien qu'aucun écart ne soit prévu, tout écart entraînant un risque pour la sûreté sera pris en compte promptement.

Questions de conception - Les conceptions des réacteurs CANDU comportent plusieurs caractéristiques permettant de prévenir des accidents et pouvant contribuer à atténuer les conséquences en cas d'accident. Elles disposent d'un inventaire d'eau de refroidissement important autour du combustible qui constitue une source de refroidissement passif, ce qui donne suffisamment de temps pour prendre des mesures d'atténuation des accidents à long terme. De plus, deux groupes d'alimentation électrique et deux groupes de systèmes d'eau de refroidissement indépendants, séparés physiquement et distincts sont en place aux centrales CANDU. Somme toute, il y aurait suffisamment de temps pour l'atténuation à long terme des conséquences d'un accident hors dimensionnement. Cette conclusion est également valable pour les piscines de stockage du combustible usé dont l'évaluation a révélé qu'elles pouvaient résister aux séismes et pour lesquelles il existe

divers moyens d'appoint en eau. Bien que le risque d'un accident soit très faible, les exploitants de centrale nucléaires apportent présentement plusieurs modifications à leurs centrales afin d'améliorer leur capacité de faire face à une perte d'alimentation électrique prolongée ou à d'autres défis comme la perte de toutes les sources froides. Ces modifications comprennent de l'équipement portatif, des systèmes de ventilation filtrée du confinement en cas d'urgence, des recombineurs d'hydrogène autocatalytiques passifs et des mesures d'appoint en eau. Le CCSN prend aussi des mesures et révise les exigences réglementaires, notamment celles s'appliquant à la conception des nouvelles centrales nucléaires.

Gestion des accidents graves (sur le site) – Des mesures adéquates pour la gestion des accidents graves (GAG) et le rétablissement sont en place à tous les sites de centrale nucléaire. Des lignes directrices en matière de GAG ont été en grande partie appliquées à toutes les centrales, sauf à la centrale de Gentilly-2 qui sera mise à l'arrêt pour une durée prolongée plus tard en 2012. L'application de telles lignes directrices sera un pré-requis pour le redémarrage de Gentilly-2. Tous les titulaires de permis ont examiné leurs directives procédurales et leur capacité de réagir aux accidents, dont ceux entraînant des dommages importants au cœur. Le *Plan d'action de la CCSN* [22] indiquait quand même un certain nombre d'améliorations que les titulaires de permis sont présentement en voie d'apporter. À court terme, les titulaires de permis se procurent des équipements d'urgence comme des pompes et des génératrices portatives, qui seront entreposés sur le site ou hors site, afin de s'assurer que les réacteurs pourront être placés dans un état sûr quel que soit le scénario d'accident crédible. Le secteur nucléaire travaille à améliorer la modélisation des accidents hors dimensionnement, y compris pour les centrales à tranches multiples. La CCSN va également apporter des changements à son cadre de réglementation afin de tenir compte du besoin d'avoir en place des programmes de GAG.

Préparation aux situations d'urgence (hors site) – À la suite de son examen, la CCSN a confirmé que les mesures de préparation et d'intervention en cas d'urgence étaient toujours adéquates. Néanmoins, afin de déterminer les améliorations qui pourraient être apportées, la CCSN a demandé qu'un examen des plans d'urgence et de la capacité d'intervenir efficacement en cas d'accident grave et en cas d'accident touchant plusieurs tranches soit effectué. La tenue d'exercices à grande échelle réguliers et présentant un certain défi est une des mesures importantes dégagées dans le *Plan d'action de la CCSN* [22]. Les organismes provinciaux, qui sont responsables des mesures de préparation aux situations d'urgence hors site, participent à cet examen. Sécurité publique Canada et Santé Canada examinent la surveillance exercée à l'échelle nationale concernant les plans et les programmes en cas d'urgence nucléaire hors site et leur rendement. Les titulaires de permis s'affairent également à améliorer la préparation aux situations d'urgence hors site relativement à des domaines comme les événements extrêmes, l'estimation des termes sources, la modélisation des dose et la surveillance du rayonnement. La CCSN prépare aussi des modifications, entre autres au *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I* afin d'exiger que des plans d'urgence hors site soient soumis et au *Règlement sur la radioprotection* afin de préciser davantage les limites de doses en cas d'urgence.

Coopération internationale – La CCSN a conclu des protocoles d'entente avec la plupart des parties intéressées sur la scène internationale et elle préside également la réunion des cadres supérieurs des organismes de réglementation du CANDU. Elle entretient également d'excellentes relations de travail avec les États-Unis concernant les échanges d'expertise en matière de réglementation nucléaire et de préparation aux situations d'urgence. Les titulaires de permis de centrale nucléaire participent à différents groupes internationaux traitant de la sûreté nucléaire, dont le Groupe de propriétaires de réacteurs CANDU et l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO). La CCSN et le secteur de l'énergie nucléaire participent activement aux activités de l'Agence internationale de l'énergie atomique et appuient entièrement le programme et les missions du Service d'examen intégré de la réglementation (SEIR).

Mise en œuvre du *Plan d'action de la CCSN*

Le *Plan d'action de la CCSN* [22] est fondé sur les constatations et les recommandations du Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima qui ont donné lieu à l'élaboration de mesures particulières que doivent prendre les titulaires de permis et la CCSN pour renforcer la défense en profondeur et améliorer les interventions en cas d'urgence, le cadre de réglementation ainsi que la collaboration internationale. Le plan d'action a été présenté au tribunal de la Commission pour son approbation lors d'une réunion publique tenue le 3 mai 2012. Conformément à la *Réponse de la direction aux recommandations du Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima* [29], la mise en œuvre du *Plan d'action de la CCSN* [22] se fera à court, à moyen et à long terme.

Le tableau 24 montre un sous-ensemble du *Plan d'action de la CCSN* [22] se rapportant aux mesures que les titulaires de permis doivent prendre afin d'éliminer les écarts cernés par le Groupe de travail. Le 17 février 2012, la CCSN a lancé la mise en œuvre des mesures particulières découlant des recommandations 1 à 5 qui sont directement applicables aux titulaires de permis en créant plusieurs mesures propres à chaque site. Ces mesures sont décrites à l'annexe F, « État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires ».

Tableau 24 : Recommandations du Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima applicables aux centrales nucléaires

Recommandations du Groupe de travail	CALENDRIER DE LA MISE EN ŒUVRE		
	Court terme (Déc. 2012)	Moyen terme (Déc. 2013)	Long terme (Déc. 2015)
Renforcement de la défense en profondeur des réacteurs			
1.Vérification de la robustesse des conceptions des centrales nucléaires	✓	✓	✓
2. Évaluation des dangers externes propres à chaque site		✓	
3.Amélioration de la capacité de modélisation		✓	
Amélioration des interventions en cas d'urgence			
4. Évaluation des plans des mesures d'urgence (sur le site)	✓		
5. Mise à jour des installations et de l'équipement d'urgence	✓		

Étapes suivantes

Les mesures que les titulaires de permis sont tenus de mettre en œuvre à ce jour seront revues et mises à jour afin de refléter les résultats des délibérations du tribunal de la Commission prévues plus tard en juin 2012 et toute autre modification que le tribunal peut demander dans le cadre de ses décisions.

L'état d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires présenté à l'annexe F reflète la situation au 31 mai 2012, laquelle est essentiellement la même que celle présentée au tribunal de la Commission le 3 mai 2012 dans *Plan d'action de la CCSN* [22].

Le personnel de la CCNS présentera une mise à jour additionnelle au tribunal de la Commission sur l'état d'avancement de la mise en œuvre de ces mesures en date du 31 juillet 2012 dans un CMD complémentaire qui sera à l'ordre du jour de la réunion publique prévue le 15 août 2012.

Conclusion

La principale conclusion tirée par le Groupe de travail est que les centrales nucléaires au Canada sont sûres et que le risque qu'elles présentent pour la santé et la sécurité des Canadiens et pour l'environnement est très faible. Des améliorations additionnelles de la sûreté ont été cernées de manière systématique afin de tenir compte des leçons tirées de l'accident de Fukushima. Une fois mises en œuvre par les titulaires de permis et la CCSN, ces améliorations rendront les centrales nucléaires au Canada encore plus sûres, réduisant le risque qu'elles présentent au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre.

Partie 4 – Sommaire et conclusions

Le présent rapport décrit de façon sommaire l'évaluation du personnel de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) sur le rendement en matière de sûreté des titulaires de permis de centrales nucléaires et du rendement général du secteur nucléaire en 2011. L'évaluation est effectuée comme suit : premièrement, une cote de rendement est attribuée à chaque titulaire de permis pour chacun des 14 domaines de sûreté et de réglementation du cadre d'évaluation, puis ces cotes sont regroupées de façon à déterminer le rendement général des centrales dans chacun de ces domaines. De plus, le rapport traite de questions génériques, indique les tendances dégagées aux centrales et présente une comparaison des indicateurs de rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada avec ceux d'autres secteurs et d'exploitants de centrales nucléaires étrangers.

Le Rapport sur les centrales nucléaires pour l'année 2011 comprend un bref sommaire des mesures prises par les titulaires de permis au Canada en réponse à l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi de TEPCO afin de confirmer que les centrales nucléaires au Canada sont sûres, de cerner des mesures pouvant renforcer leur sûreté et de réduire le risque qu'elles présentent au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre.

4.1 Rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada

Le personnel de la CCSN a conclu que les centrales nucléaires avaient été exploitées de manière sûre en 2011. L'évaluation du rendement en matière de sûreté de chaque titulaire de permis dans chacun des 14 domaines de sûreté et de réglementation (DSR) a confirmé qu'ils ont pris les mesures appropriées pour préserver la santé et la sûreté des Canadiens, pour protéger l'environnement et pour respecter les engagements internationaux du Canada à l'égard de l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire. Ces conclusions reposent sur les observations suivantes :

- aucune défaillance grave du système fonctionnel n'est survenue aux centrales nucléaires
- aucun membre du public n'a reçu de dose de rayonnement supérieure aux limites réglementaires
- aucun travailleur de centrale nucléaire n'a reçu de dose de rayonnement supérieure aux limites réglementaires
- la fréquence et la gravité des blessures et des accidents mettant en cause des travailleurs étaient minimes
- aucun rejet radiologique provenant des centrales n'a dépassé les limites réglementaires
- les titulaires de permis se sont conformés aux conditions de leur permis relatives aux obligations internationales du Canada

Les événements d'exploitation survenus aux centrales nucléaires en 2011 ont eu peu d'incidence sur la santé et la sûreté des personnes, sur l'environnement et sur le respect des obligations internationales du Canada. Les titulaires de permis ont déclaré à la CCSN les événements nécessitant une surveillance réglementaire et ils ont effectué, ou sont en voie de le faire, un suivi approprié pouvant comprendre une analyse des causes fondamentales et des mesures correctives, le cas échéant.

Le tableau 25 donne, pour chacune des centrales nucléaires, les cotes attribuées pour chacun des DSR et la cote intégrée pour l'année 2011, ainsi que les cotes moyennes pour l'ensemble des centrales. Comme le montre ce tableau, la cote intégrée attribuée au rendement à la centrale de Darlington est « entièrement satisfaisant » alors qu'elle est « satisfaisant » aux autres centrales. Pour ce qui est des cotes intégrées de rendement de 2011, elles sont les mêmes que l'année dernière.

Tableau 25 : Cotes de rendement en matière de sûreté des centrales nucléaires au Canada pour l'année 2011

Domaines de sûreté et de réglementation	Bruce-		Darlington	Pickering-		Gentilly -2	Point Lepreau	Moyenne des centrales
	A	B		A	B			
Système de gestion	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion du rendement humain	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Rendement de l'exploitation	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Analyse de la sûreté	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Conception matérielle	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Aptitude fonctionnelle	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Radioprotection	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Santé et sécurité classiques	ES	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA
Protection de l'environnement	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des urgences et protection-incendie	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Gestion des déchets	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Sécurité	ES	ES	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Garanties	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Emballage et transport	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA	SA
Cote intégrée de la centrale	SA	SA	ES	SA	SA	SA	SA	SA

Dans l'ensemble des centrales, la cote de rendement en matière de sûreté « entièrement satisfaisant » a été attribuée pour quatre DSR à la centrale de Darlington, soit (i) « Rendement de l'exploitation », (ii) « Aptitude fonctionnelle », (iii) « Radioprotection » et (iv) « Santé et sécurité classiques ». Cette même cote a également été attribuée pour deux DSR aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B, soit (i) « Santé et sécurité classiques » et (ii) « Sécurité ». La cote « satisfaisant » a été donnée pour tous les autres DSR. Le personnel de la CCSN a observé que la cote « inférieur aux attentes » n'a été attribuée pour aucun DSR en 2011. Il s'agit d'une amélioration par rapport à 2010, année où cette cote avait été attribuée à deux centrales, soit pour le domaine « Radioprotection »

à la centrale de Bruce-A et au domaine « Gestion des urgences et protection-incendie » à la centrale de Point Lepreau.

La cote moyenne des centrales pour tous les DSR était « satisfaisant », et la cote intégrée de rendement était également « satisfaisant ». Ces cotes indiquent que des mesures de sûreté et de réglementation efficaces ont été mises en œuvre dans les centrales canadiennes et que celles-ci répondaient aux exigences réglementaires en 2011. Lorsque des lacunes ont été dégagées dans le cadre de l'évaluation des DSR, le personnel de la CCSN a jugé que les titulaires de permis avaient pris des mesures appropriées pour corriger les problèmes ou les écarts pertinents.

4.2 Réponse à l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi

En réponse à l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi en 2011, les titulaires de permis de centrales nucléaires au Canada ont pris des mesures particulières pour confirmer le caractère adéquat, et au besoin, renforcer les dossiers de sûreté des centrales nucléaires en exploitation. À partir de l'examen de ces mesures, le Groupe de travail de la CCSN a conclu que les centrales nucléaires au Canada sont sûres et que le risque qu'elles présentent pour la santé et la sûreté des Canadiens ou pour l'environnement est très faible. Des améliorations additionnelles en matière de sûreté ont été cernées de manière systématique et, une fois qu'elles auront été mises en œuvre, elles rendront les centrales nucléaires au Canada encore plus sûres, réduisant le risque qu'elles présentent au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre.

Annexe A - Définition des domaines de sûreté et de réglementation

La CCSN évalue dans quelle mesure les titulaires de permis se conforment aux exigences réglementaires et aux attentes de la CCSN en matière de rendement dans 14 domaines de sûreté et de réglementation (DSR) qui sont regroupés selon leur domaine fonctionnel, soit « Gestion », « Installation et équipement » ou « Processus de contrôle de base ». Ces DSR se divisent en 69 domaines particuliers qui définissent les éléments clés des DSR. Les domaines fonctionnels, les DSR et les domaines particuliers qui font l'objet de l'évaluation du rendement en matière de sûreté effectuée par la CCSN se trouvent au tableau A.1.

Tableau A.1 : Les domaines fonctionnels, les domaines de sûreté et de réglementation, et les domaines particuliers utilisés par la CCSN pour évaluer le rendement des titulaires de permis

Domaine fonctionnel	Domaine de sûreté et de réglementation (DSR)	Domaine particulier
Gestion	Système de gestion	Système de gestion (y compris la gestion de la sûreté et la surveillance de la gestion de la qualité)
		Structure organisationnelle
		Gestion des changements organisationnels
		Communications internes
		Surveillance et examen du rendement en matière de gestion de la sûreté
		Culture de sûreté
	Gestion du rendement humain	Formation du personnel
		Accréditation du personnel
		Examen d'accréditation et test de requalification
		Organisation du travail et conception des tâches
		Programmes en matière de rendement humain
		Procédures et outils de travail
		Aptitude au travail
	Rendement de l'exploitation	Réalisation des activités autorisées
		Rendement de la gestion des arrêts
		Caractère adéquat des procédures
		Expérience d'exploitation

Domaine fonctionnel	Domaine de sûreté et de réglementation (DSR)	Domaine particulier
		Rapports et surveillance des tendances
Installation et équipement	Analyse de la sûreté	Analyse déterministe de la sûreté
		Analyse de la robustesse des mesures pour faire face aux cas d'acte malveillant
		Paramètres d'exploitation sûre
		Sûreté-criticité
		Étude probabiliste de la sûreté
	Conception matérielle	Conception des composants
		Qualification de l'équipement
		Conception et classification des systèmes (y compris la conception en matière de protection-incendie)
		Gestion de la configuration
		Facteurs humains dans la conception
		Robustesse de la conception
		Contrôle des modifications techniques
		Caractérisation du site
	Aptitude fonctionnelle	Activités d'entretien
		Surveillance des structures, systèmes et composants (SSC)
		Aptitude fonctionnelle et rendement de l'équipement
		Travaux d'entretien
		Pièces de rechange et approvisionnement
		Détermination des systèmes importants pour la sûreté
		Spécification des paramètres des systèmes importants pour la sûreté
		Faire connaître le programme d'entretien
		Évaluation de la fiabilité des systèmes importants pour la sûreté
		Inspection périodique des composants des enveloppes sous pression
		Gestion du cycle de vie
		Inspections de la partie conventionnelle de la centrale
		Intégrité des enveloppes sous pression
Processus de contrôle de base	Radioprotection	Application du principe ALARA

Domaine fonctionnel	Domaine de sûreté et de réglementation (DSR)	Domaine particulier
		Dosimétrie individuelle
		Contrôle de la contamination
		Contrôle des doses aux travailleurs
	Santé et sécurité classiques	Conformité aux codes du travail applicables
		Tenue des lieux et gestion de dangers
		Fréquence et gravité des accidents
	Protection de l'environnement	Système de gestion environnementale
		Dose estimative à la population
		Évaluation des risques environnementaux
		Contrôle des rejets d'effluents et des émissions
		Surveillance environnementale
	Gestion des urgences et protection-incendie	Gestion des urgences nucléaires
		Intervention en cas d'urgence classique
		Continuité des opérations
		Protection et lutte contre les incendies
	Gestion des déchets	Minimisation, ségrégation et caractérisation des déchets
		Stockage et traitement des déchets
		Plan de déclassement
	Sécurité	Sécurité des installations et de l'équipement
		Contrôle d'accès
		Formation, exercices et manœuvres
		Force d'intervention nucléaire
	Garanties	Garanties
	Emballage et transport	Emballage et transport

Les définitions, les domaines particuliers ainsi que les objectifs de rendement de chacun des DSR sont fournis ci-dessous.

1. Système de gestion

Le DSR « Système de gestion » comprend le cadre qui établit les processus et les programmes nécessaires pour s'assurer qu'une organisation atteint ses objectifs en matière de sûreté, surveille constamment son rendement en fonction des objectifs et favorise une saine culture de sûreté.

Objectif de rendement

Il y a un système de gestion efficace qui intègre des mesures visant à se conformer à

toutes les exigences réglementaires et autres pour permettre au titulaire de permis d'atteindre ses objectifs en matière de sûreté, de surveiller en continu son rendement en fonction de ces objectifs et maintenir une saine culture de sûreté.

2. Gestion du rendement humain

Le DSR « Gestion du rendement humain » englobe les activités qui permettent d'atteindre un rendement humain efficace par l'élaboration et la mise en œuvre de processus visant à s'assurer que le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, qu'il possède les connaissances et compétences requises et qu'il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire.

Objectif de rendement

Le personnel des titulaires de permis est en nombre suffisant dans tous les domaines d'emploi pertinents, il possède les connaissances et compétences requises et il a accès aux procédures et outils dont il a besoin pour effectuer ses tâches de manière sûre et sécuritaire.

3. Rendement de l'exploitation

Le DSR « Rendement de l'exploitation » comprend un examen général de l'exécution des activités autorisées ainsi que des activités qui contribuent à l'atteinte d'un rendement efficace.

Objectif de rendement

La centrale est exploitée de façon sûre et sécuritaire, et une attention appropriée est accordée à la préservation de la santé, de la sûreté, à la sécurité des personnes, au rayonnement ainsi qu'à la protection de l'environnement et au respect des obligations internationales.

4. Analyse de la sûreté

Le DSR « Analyse de la sûreté » inclut la tenue à jour de l'analyse de la sûreté à l'appui du dossier de sûreté général de l'installation. Une analyse de la sûreté est une évaluation systématique des risques potentiels liés à l'exécution d'une activité proposée, ou l'exploitation d'une installation proposée, en tenant compte de l'efficacité des stratégies et mesures préventives visant à réduire les effets de ces risques.

Objectif de rendement

Il a été démontré que les conséquences des accidents de dimensionnement sont acceptables et que les systèmes de protection en place permettent de contrôler la puissance, de refroidir le combustible et de confiner toute radioactivité pouvant émaner de la centrale, et ce, de façon adéquate.

5. Conception matérielle

Le DSR « Conception matérielle » porte sur les activités qui ont une incidence sur la capacité des structures, systèmes et composants (SSC) de respecter et de maintenir leurs fondements de conception, compte tenu des nouvelles informations devenant disponibles au fil du temps et des changements dans l'environnement externe.

Objectif de rendement

Il est confirmé que les structures, systèmes et composants importants en matière de sûreté et de sécurité nucléaires continuent de respecter leurs fondements de conception, quel que soit l'état d'exploitation jusqu'à la fin de leur durée de vie nominale.

6. Aptitude fonctionnelle

Le DSR « Aptitude fonctionnelle » comprend les activités qui ont une incidence sur l'état physique des structures, systèmes et composants (SSC) afin de veiller à ce qu'ils demeurent efficaces au fil du temps. Ce domaine comprend les programmes visant à s'assurer que, lorsque les circonstances l'exigent, l'équipement est disponible pour remplir la fonction pour laquelle il a été conçu.

Objectif de rendement

Les structures, systèmes et composants dont le rendement peut avoir une incidence sur la sûreté ou la sécurité demeurent disponibles, fiables et efficaces ainsi que conformes à la conception, aux analyses et aux mesures de contrôle de la qualité.

7. Radioprotection

Le DSR « Radioprotection » inclut la mise en œuvre d'un programme de radioprotection conformément au *Règlement sur la radioprotection*. Ce programme doit permettre de veiller à ce que la contamination et les doses de rayonnement reçues soient mesurées et contrôlées.

Objectif de rendement

La protection de la santé et de la sécurité des personnes à l'intérieur des installations est assurée par la mise en œuvre d'un programme de radioprotection qui permet de s'assurer que les expositions sur les lieux de travail sont inférieures aux limites de dose réglementaires, optimales et qu'elles sont optimisées et maintenues au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre (ALARA).

8. Santé et sécurité classiques

Le DSR « Santé et sécurité classiques » englobe la mise en œuvre d'un programme de gestion des risques pour la sécurité au travail et de protection du personnel et de l'équipement.

Objectif de rendement

Des pratiques et des conditions en matière de santé et de sécurité classiques permettent d'atteindre un niveau élevé de sécurité personnelle.

9. Protection de l'environnement

Le DSR « Protection de l'environnement » comprend les programmes visant à détecter, contrôler et surveiller tous les rejets de substances radioactives et dangereuses émanant des installations ou d'activités autorisées ainsi que leurs effets sur l'environnement.

Objectif de rendement

La protection de l'environnement ainsi que la santé et la sécurité des personnes sont assurées par le titulaire de permis qui prend toutes les précautions raisonnables, notamment en identifiant, en contrôlant et en surveillant les rejets de substances radioactives et dangereuses dans l'environnement.

10. Gestion des urgences et protection-incendie

Le DSR « Gestion des urgences et protection-incendie » porte sur les plans d'urgence et les programmes de préparation aux situations d'urgence mis en place pour faire face aux urgences ou aux conditions inhabituelles, y compris tout résultat au chapitre de la participation aux exercices. Il comprend également les interventions en cas d'urgence classique et la lutte contre les incendies. Le présent DSR incorpore la cote de rendement relative à la lutte contre les incendies alors que les activités, la conception et les analyses en matière de protection-incendie sont traitées et cotées dans le DSR approprié, soit « Rendement de l'exploitation », « Analyse de la sûreté » ou « Conception matérielle ».

Objectifs de rendement

Des mesures appropriées sont prises concernant la préparation aux situations d'urgence et la capacité d'intervention qui permettraient d'atténuer les effets des rejets accidentels de substances nucléaires et dangereuses sur l'environnement, la santé et la sécurité des personnes et le maintien de la sécurité nationale.

Un programme exhaustif de protection-incendie a été mis en œuvre afin de minimiser les risques pour la santé et la sécurité des personnes et l'environnement attribuables aux incendies, au moyen d'une conception appropriée du système de protection-incendie, d'une analyse adéquate de la sûreté-incendie, d'une exploitation axée sur la sécurité-incendie et de mesures de prévention des incendies.

11. Gestion des déchets

Les DSR « Gestion des déchets » comprend les programmes internes relatifs aux déchets qui font partie des activités d'exploitation de l'installation jusqu'à ce que les déchets soient retirés de l'installation et transportés vers une installation distincte de gestion des déchets. Il inclut également la planification du déclassement.

Objectif de rendement

Un programme de gestion des déchets propre à l'installation et au flux de déchets, est élaboré, mis en œuvre et vérifié intégralement afin de contrôler et de minimiser le volume de déchets nucléaires découlant des activités autorisées; la gestion des déchets fait partie des éléments clés de la culture de l'entreprise et de la culture de sûreté; un plan de déclassement est tenu à jour.

12. Sécurité

Le DSR « Sécurité » porte sur les programmes nécessaires pour appliquer et soutenir les exigences de sécurité stipulées dans les règlements, dans le permis, dans les ordres, ou dans les énoncés d'attente s'appliquant à l'installation ou à l'activité.

Objectif de rendement

La perte, le vol ou le sabotage de matières nucléaires ou le sabotage d'une installation autorisée sont prévenus.

13. Garanties

Le DSR « Garanties » comprend les programmes nécessaires pour respecter avec succès les obligations découlant de l'Accord entre le gouvernement du Canada et l'AIEA relatif à l'application de garanties.

Objectif de rendement

Le titulaire de permis se conforme aux mesures que l'installation doit prendre afin de satisfaire aux obligations internationales du Canada en matière de garanties en :

- *soumettant en temps opportun des rapports et des renseignements exacts*
- *donnant accès aux inspecteurs de l'AIEA et en leur fournissant de l'aide lors des activités de vérification*
- *soumettant des informations annuellement sur l'exploitation et des informations exactes sur la conception des structures, des processus et des procédures de la centrale*
- *élaborant des procédures appropriées en matière de garanties applicables à leurs centrales et en les mettant en œuvre adéquatement*
- *démontrant la capacité, confirmée par des évaluations de la CCSN au site, de respecter toutes les exigences à l'appui des vérifications matérielles de l'inventaire des matières nucléaires effectuées par l'AIEA*

14. Emballage et transport

Le DSR « Emballage et transport » a trait à l'emballage et au transport sûrs des substances nucléaires et des appareils à rayonnement en direction et en provenance de l'installation autorisée.

Objectif de rendement

Toutes les expéditions en provenance du site sont conformes au Règlement sur l'emballage et le transport des substances nucléaires*, et au* Règlement sur le transport des marchandises dangereuses.

Annexe B - Méthode d'attribution et définition des cotes

Les définitions de cotes de rendement utilisées dans ce rapport sont :

Entièrement satisfaisant (ES)
Les mesures de sûreté et de réglementation mises en œuvre par le titulaire de permis sont très efficaces. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est entièrement satisfaisant et le niveau de conformité dans le DSR ou le domaine particulier dépasse les exigences de même que les attentes de la CCSN. En général, le niveau de conformité est stable ou s'améliore et les problèmes qui se présentent sont réglés rapidement.

Satisfaisant (SA)
L'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation mises en œuvre par le titulaire de permis est adéquate. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est satisfaisant. Pour ce domaine ou programme, le niveau de conformité répond aux exigences de même qu'aux attentes de la CCSN. Les déviations sont jugées mineures et on estime que le risque, de ne pas atteindre les objectifs réglementaires ou de ne pas se conformer aux attentes de la CCSN, présenté par chacun des problèmes décelés est faible. Des améliorations appropriées sont prévues.

Inférieur aux attentes (IA)
L'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation mises en œuvre par le titulaire de permis est un peu en deçà des attentes. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est inférieur aux attentes. Pour ce domaine ou programme, le niveau de conformité s'écarte des exigences de même que des attentes de la CCSN de sorte qu'il existe un risque modéré, qu'à la limite, le domaine ou le programme ne soit plus conforme. Des améliorations doivent être apportées afin que les lacunes relevées soient corrigées. Le titulaire de permis prend les mesures correctives voulues.

Inacceptable (IN)
Les mesures de sûreté et de réglementation mises en œuvre par le titulaire de permis sont clairement inefficaces. Le niveau de conformité aux exigences réglementaires est inacceptable et la conformité est sérieusement mise à risque. Pour l'ensemble d'un domaine ou d'un programme, le niveau de conformité est nettement inférieur aux exigences ou aux attentes de la CCSN, ou on constate une non-conformité générale. Si des mesures correctives ne sont pas prises, il existe un risque élevé que les lacunes entraîneront un risque inacceptable. Les problèmes ne sont pas résolus de façon efficace, aucune mesure corrective appropriée n'a été prise et aucun autre plan d'action n'a été proposé. Des mesures correctives sont requises immédiatement.

Méthode d'attribution des cotes de rendement

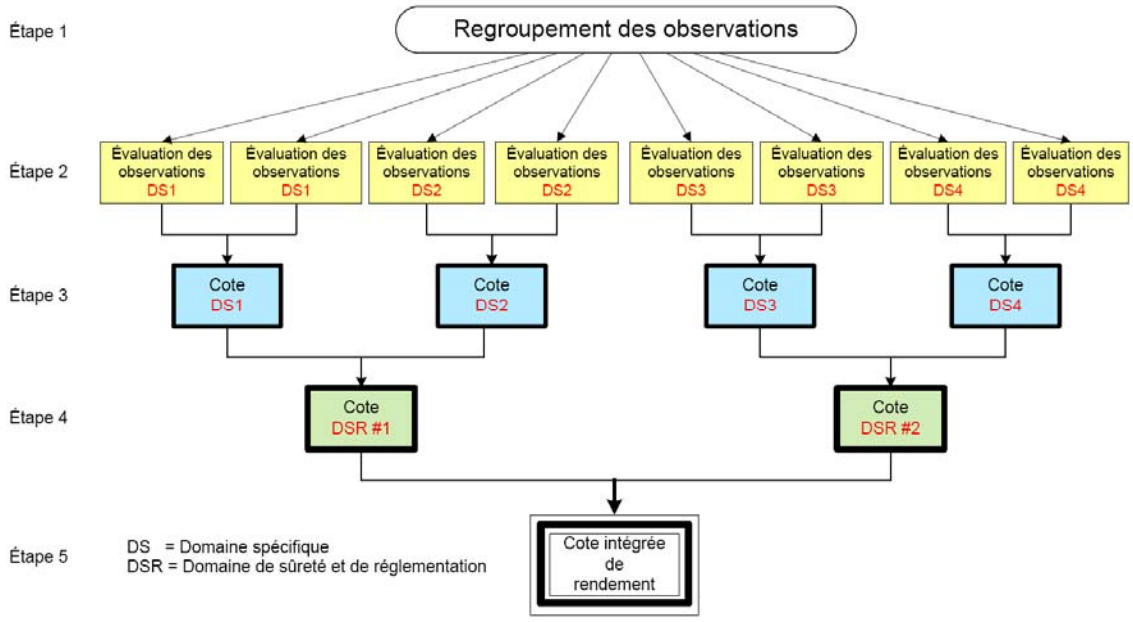
La détermination de la cote intégrée de rendement d'une centrale commence par l'évaluation des domaines particuliers et l'attribution d'une cote de rendement à chacun d'eux. Les cotes attribuées au rendement dans les domaines propres à chacune des centrales sont déterminées en tenant compte des observations faites au cours d'inspections, d'examens documentaires et de revues d'événements.

Ainsi, une cote est attribuée au rendement dans chacun des domaines particuliers que comprennent les 14 DSR, tel que décrit à l'annexe A. Les cotes de rendement dans chacun des DSR pour chaque centrale sont ensuite déterminées à l'aide d'un algorithme. On obtient ainsi des cotes de rendement dans chacun des 14 DSR pour chacune des sept centrales nucléaires au Canada.

N.B. : Pour l'année 2011, les 14 DSR ont tous été pris en compte pour déterminer la cote intégrée de rendement. Ceci constitue un changement par rapport à ce qui était présenté dans le rapport 2010 sur les centrales nucléaires alors que seulement 10 des 14 DSR avaient été pris en compte. La cote intégrée de rendement d'une centrale est déterminée en faisant la moyenne des cotes attribuées aux DSR.

La figure B.1 décrit la méthode suivie pour déterminer les cotes intégrées de rendement pour chacune des centrales nucléaires. Afin de simplifier le graphique, cette figure montre seulement quatre domaines particuliers.

Figure B.1 : Détermination des cotes de rendement pour l'année 2011



À la figure B.1, les étapes sont de haut en bas :

Étape 1 - Regroupement des observations
Les observations, qui proviennent de différentes sources dont les inspections, les examens documentaires et les revues d'événement, sont regroupées dans les différents domaines spécifiques. Ces observations sont évaluées à l'aide de critères de conformité propres à chacun des domaines particuliers qui permettent de comparer le niveau de conformité aux exigences réglementaires.

Étape 2 - Évaluation des observations
Le personnel de la CCSN évalue les observations en fonction des critères de conformité et, selon leur signification en matière de rendement les classe parmi une des catégories suivantes : très négative, moyennement négative, faiblement négative, négligeable ou positive. La catégorie dans laquelle une observation est classée selon l'importance de l'incidence négative des conditions d'exploitation sur le rendement du domaine particulier, tel que décrit au tableau B.1.

Tableau B.1 : Catégories d'incidence des observations servant à l'évaluation

Catégories d'incidence	Définition
Très négative	Les conditions observées nuisent grandement à l'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation dans ce domaine particulier; manifestation de leur défaillance
Moyennement négative	Les conditions observées nuisent moyennement à l'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation dans ce domaine particulier
Faiblement négative	Les conditions observées nuisent un peu à l'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation dans ce domaine particulier
Négligeable	Les conditions observées ne remettent pas en cause l'efficacité des mesures de sûreté et de réglementation dans ce domaine particulier
Positive	Les conditions observées sont des preuves que le rendement dans ce domaine particulier est efficace.

Étape 3 – Attribution d'une cote au rendement dans chacun des domaines particuliers
Le personnel de la CCSN examine les observations pertinentes à chacun des domaines particuliers et détermine l'efficacité à l'aide de lignes directrices élaborées par la CCSN. Les conditions observées sont évaluées en tenant compte de l'objectif de rendement du DSR pertinent. Les catégories d'incidence attribuées à toutes les observations d'un domaine particulier sont ensuite converties en cotes de rendement : ES, SA, IA et UN (voir le tableau B.2). Ces définitions servent à établir la cote de rendement dans les domaines particuliers, les DSR et les centrales.

Tableau B.2 : Cotes de rendement pour les domaines spécifiques, les DSR et les centrales

Cote de rendement	Définition
ES	Les mesures de sûreté et de réglementation sont très efficaces
SA	Les mesures de sûreté et de réglementation sont suffisamment efficaces
IA	Les mesures de sûreté et de réglementation sont peu efficaces
IN	Les mesures de sûreté et de réglementation sont très inefficaces

Étape 4 - Attribution d'une cote au rendement pour chacun des DSR
On donne une valeur numérique aux cotes attribuées au rendement pour chacun des domaines particuliers. La cote de rendement pour un DSR est déterminée en faisant la moyenne des valeurs numériques de ses domaines particuliers.

Étape 5 - Cote intégrée d'une centrale
La cote intégrée de chaque centrale est déterminée en faisant la moyenne des valeurs des cotes attribuées à chacun des 14 DSR.

Pour l'ensemble des centrales, la cote moyenne du rendement dans chacun des DSR et la cote intégrée sont déterminées en faisant une moyenne des cotes correspondantes attribuées à chacune des centrales : Bruce-A, Bruce-B, Darlington, Pickering-A, Pickering-B, Gentilly-2 et Point Lepreau.

Annexe C - Recherche et développement à l'appui de la réglementation des centrales nucléaires

La présente annexe contient des renseignements sur les activités de recherche et développement (R-D) menées par le secteur nucléaire et par la CCSN afin d'améliorer la sûreté des centrales nucléaires en exploitation.

C.1 Activités de recherche et de développement – secteur nucléaire

Le programme de R-D du groupe de propriétaires de CANDU (GPC) et le programme relatif à l'ensemble d'outils normalisés de l'industrie sont parrainés par quatre entreprises du secteur de l'énergie nucléaire au Canada (Ontario Power Generation, Bruce Power, Énergie NB et Hydro-Québec), par Romanian Societatea Nationala Nuclearelectrica S.A. et par Énergie atomique du Canada limitée. Tel que mentionné dans le document COG-10-9205, *Plan opérationnel 2010-2011 du programme de recherche et de développement en matière de sûreté et d'autorisation* [30], les programmes de R-D du COG et le programme relatif à l'ensemble des outils normalisés de l'industrie ont été mis sur pied afin de soutenir l'exploitation sûre, fiable et efficiente des réacteurs CANDU et, à des fins de gestion, ils sont regroupés dans les cinq domaines techniques suivants :

- canaux de combustible
- sûreté et administration
- santé et sécurité et l'environnement
- chimie, matériaux et composants
- ensemble d'outils normalisés du secteur nucléaire

La CCSN a examiné divers mémoires des centrales nucléaires sur les plans de travail, les méthodes et les résultats relatifs à ces programmes ou sujets en matière d'analyse de la sûreté en cours.

C.2 Activités de R-D – CCSN

Dossiers génériques

Les dossiers génériques (DG) traitent de questions liées à la sûreté qui ne sont pas réglées et qui, en plus de s'appliquer à plusieurs centrales CANDU, ont été choisies par le personnel de la CCSN parce qu'elles nécessitent que des mesures correctives soient prises par des titulaires de permis dans des délais raisonnables.

Quatre DG étaient ouverts en 2011 (voir le tableau C.1). Il est prévu que deux d'entre eux, les DG 00G01, « Création de vides dans les canaux durant une PERCA » et 01G01 « Mise à niveau du logiciel de gestion et de surveillance du combustible », seront fermés en 2012. Les deux autres DG toujours ouverts, le DG 95G04, « Incertitude de la valeur de

la réactivité positive due au vide – comment en tenir compte pour les analyses de grosses PERCA » et le DG 99G02 « Remplacement des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur utilisés pour les analyses de sûreté des réacteurs CANDU » seront suivis/surveillés dans le cadre des questions de sûreté relatives au CANDU (QSC).

Tableau C.1 Dossiers génériques toujours ouverts en 2011

DG	Titre	Brève description	Notes	Année de fermeture prévue
95G04	Incertitude de la valeur de la réactivité positive due au vide – comment en tenir compte pour les analyses de grosses PERCA	L'exactitude des calculs de l'effet du vide sur la réactivité est une question importante sur le plan de la sûreté dans les analyses d'AD mettant en cause des vides dans les canaux, particulièrement dans les cas de grosses PERCA. Les questions principales ont trait à des incertitudes et à la pertinence des marges de sûreté.	Fermé. Le suivi de ce dossier sera effectué dans le cadre des questions de sûreté relatives au CANDU (QSC) puisque sa portée entre pleinement dans celles des questions ayant trait aux GPERCA. Les critères de fermeture de ce DG sont un sous-ensemble des critères de reclassification de ces questions à différentes catégories.	Fermé en février 2012 (remplacé par les QSC qui ont trait aux GPERCA, voir le tableau C.2A)
99G02	Remplacement des programmes informatiques relatifs à la physique du réacteur utilisés pour les analyses de sûreté des réacteurs CANDU	Il faut combler les lacunes au chapitre des prévisions inexactes des valeurs de paramètres clés dans des conditions d'accidents faites par des programmes informatiques, de l'absence d'une validation adéquate et d'un écart entre les méthodes et programmes informatiques des titulaires de permis et l'état actuel des connaissances dans ce domaine.	Fermé. Le suivi de ce dossier sera effectué dans le cadre des QSC puisque sa portée entre pleinement dans celles des questions ayant trait aux GPERCA. Les critères de fermeture de ce DG sont un sous-ensemble des critères de reclassification de ces questions à différentes catégories.	Fermé en février 2012 (remplacé par les QSC qui ont trait aux GPERCA, voir le tableau C.2A)
00G01	Création de vides dans les canaux durant une PERCA	La question en cause est la validation adéquate des programmes informatiques utilisés pour la prévision des transitoires de surpuissance lors de grosses PERCA dans le cas des réacteurs CANDU ayant un coefficient de réactivité dû au vide du caloporteur positif.	Compte tenu du fait que la plupart des mesures devant être prises pour le fermer l'ont déjà été, il est prévu que ce DG sera fermé et que les activités devant toujours être achevées pourront être suivies/surveillées à l'aide de DG propres à chacun des sites.	2012
01G01	Mise à niveau du logiciel de gestion et	La conformité aux limites de sûreté de la physique du réacteur,	Compte tenu du fait que la plupart des mesures	2012

DG	Titre	Brève description	Notes	Année de fermeture prévue
	de surveillance du combustible	lesquelles définissent les paramètres d'exploitation sûre, comme les limites de puissance de canal et de grappe, a rendu nécessaire l'élaboration d'un modèle d'analyse amélioré, validé pour un plus grand éventail d'applications et de conditions, de même que l'établissement de tolérances de conformité mieux définies et la disponibilité de procédures plus uniformes.	devant être prises pour le fermer l'ont déjà été, il est prévu que ce DG sera fermé et que les activités devant toujours être achevées pourront être suivies/surveillées à l'aide de DG propres à chacun des sites.	

Questions de sûreté relatives au CANDU

Les questions de sûreté relatives au CANDU (QSC) ne remettent pas en cause la sûreté des réacteurs en exploitation, leur dossier en matière de sûreté de l'exploitation ayant atteint un très haut niveau. Elles portent plutôt sur des sujets pour lesquels des incertitudes existent au niveau des connaissances, pour lesquels des hypothèses prudentes ont été utilisées pour effectuer l'évaluation de la sûreté ou pour lesquels des décisions de l'agence de réglementation sont requises ou doivent être confirmées. D'autres travaux, y compris de la recherche expérimentale, peuvent être requis pour déterminer avec plus d'exactitude l'effet général d'une question sur la sûreté de l'exploitation de l'installation et pour confirmer que des marges de sûreté adéquates existent. Il convient de mentionner que certaines des QSC s'appliquent également à d'autres types de réacteurs.

Tel que montré aux tableaux C.2A et C.2B, 13 QSC nécessitant des études expérimentales et/ou analytiques n'étaient toujours pas réglées en 2011. Quatre QSC ont trait aux grosses pertes de caloporteur (GPERCA) tandis que les neuf autres ont trait à d'autres sujets.

Il est prévu que la plupart de ces QSC seront réglées en 2013.

Tableau C.2A : Renseignements sur les questions de sûreté ayant trait aux grosses pertes de caloporteur

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	Échéance prévue
AA9	Analyse portant sur le coefficient de réactivité dû au vide	L'événement de dimensionnement de type GPERCA est l'un des accidents les plus difficiles à analyser dans le cas des réacteurs CANDU parce qu'il existe toujours certaines incertitudes concernant plusieurs aspects du fonctionnement du réacteur en conditions d'accident, dont les transitoires touchant le combustible et créant un effet de vide, et sa modélisation par ordinateur.	La CCSN a élaboré une position réglementaire provisoire afin de pouvoir faire face à l'éventualité où de nouvelles informations découlant de travaux de recherche ou d'analyse ou de l'exploitation des centrales, ayant une incidence négative sur les marges de sûreté en cas de GPERCA, devenaient disponibles au cours de cette période. Cette position provisoire	Mars 2013
PF9	Comportement du combustible lors de transitoires à haute température			

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	Échéance prévue
PF10	Comportement du combustible lors de transitoires comportant des pointes de puissance		est conforme aux mesures de contrôle du risque dans le cas des QSC et sera maintenue jusqu'à ce que les recommandations du groupe de travail du COG sur les GPERCA soient acceptées par la CCSN et complètement mises en œuvre aux centrales nucléaires.	
PF 12	Assèchement de canaux lors d'une grosse PERCA			

Tableau C.2B : Renseignements sur les autres questions de sûreté

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	
CI 1	Intégrité des canaux de combustible et les effets sur les parties internes du cœur	Dans une centrale nucléaire, les fonctions liées à la sûreté doivent demeurer efficaces tout au long de la vie de la centrale. Le titulaire de permis doit avoir mis en œuvre un programme permettant de prévenir et détecter toute diminution de l'efficacité des fonctions importantes liées à la sûreté attribuable au vieillissement et d'enrayer toute dégradation importante.	Les titulaires de permis ont adopté des programmes de gestion du vieillissement ainsi que des lignes directrices en matière d'aptitude fonctionnelle des composants pouvant limiter la durée de vie de la centrale (c'est-à-dire les tuyaux d'alimentation, les tubes de force et les tubes des générateurs de vapeur). Cependant, les titulaires de permis n'ont pas encore mis en œuvre de façon systématique des programmes de gestion du vieillissement des autres systèmes.	Décembre 2012
GL 3	Vieillissement de l'équipement et des structures			Décembre 2012
PF 19	Incidence du vieillissement sur la sûreté de l'exploitation des centrales			Décembre 2012
PF 20	Méthode d'analyse des surpuissances neutroniques et locales	La fonction de protection contre les surpuissances neutroniques et les surpuissances locales vise à déclencher un arrêt d'urgence (AU) du réacteur, pour des états analysés du réacteur, avant l'assèchement du combustible. Le seuil de déclenchement est établi de sorte à prévenir tout dommage possible au combustible, principalement en cas de pertes de régulation lentes.	Le personnel de la CCSN est d'accord avec les conclusions d'un groupe d'experts indépendants et a informé les titulaires de permis qu'il faudrait continuer à développer la méthode avant de pouvoir l'utiliser pleinement à pour appuyer une demande de permis.	Juin 2012

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	
SS 5	Mesures pour contrôler l'hydrogène en cas d'accident	Les titulaires de permis se sont engagés à installer des recombineurs autocatalytiques passifs afin d'améliorer le contrôle de l'hydrogène en cas d'AD.	Des recombineurs autocatalytiques passifs seront installés à toutes les centrales nucléaires au Canada afin d'établir une ligne de défense supplémentaire à la stratégie actuelle d'atténuation du risque que présente l'hydrogène. De tels recombineurs ont été installés aux tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A, à la tranche 3 de la centrale de Darlington, à la tranche 4 de la centrale de Pickering-A et aux centrales de Gentilly-2 et de Point Lepreau. Les titulaires de permis fourniront le calendrier de l'installation de tels recombineurs aux autres tranches.	Juin 2012
PSA 3	Conception de la partie conventionnelle des centrales – protection contre la vapeur	Cette question s'applique aux centrales à tranches multiples où les ruptures de conduites de vapeur et de conduites d'eau d'alimentation sont les événements qui contribuent le plus à la fréquence des dommages au cœur et à la fréquence des rejets importants, soit dans une proportion de 70 % à 80 %. La rupture d'une conduite à haute énergie, comme une rupture d'une conduite de vapeur ou d'une conduite d'eau l'alimentation, pourrait occasionner des dommages considérables à plusieurs panneaux électriques et systèmes.	Les titulaires de permis doivent envisager des mesures pratiques pour réduire le risque de défaillances en série de systèmes de soutien servant au contrôle, au refroidissement et au confinement (p. ex. l'air d'instrumentation, les systèmes électriques, les systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation, le système d'urgence de décharge forcée de l'air, les refroidisseurs d'air).	Mars 2014
IH 6	Évaluation systématique des conséquences d'une rupture de conduite à haute énergie	Les effets dynamiques de la rupture d'une conduite à haute énergie (p. ex. effets de jet et de fouettement des conduites) peuvent entraîner la défaillance de structures, de systèmes et de composants (SSC) et endommager la défense en profondeur. La question porte principalement sur l'absence d'un examen systématique bien documenté des conséquences de ruptures de conduite à haute énergie.	Le secteur nucléaire doit fournir une analyse systématique pour protéger les structures, systèmes et composants (SSC) contre les conséquences d'une rupture hypothétique de conduite à haute énergie.	Après 2013
AA 3	Validation des programmes informatiques et des modèles des centrales	Les titulaires de permis de centrale nucléaire ont élaboré des programmes de validation propres aux programmes informatiques utilisés par le secteur nucléaire afin qu'il soit possible de se fier pleinement aux analyses de sûreté..	En général, les travaux de validation des programmes informatiques en cours ne sont pas conformes aux exigences qui permettraient de qualifier pleinement ces programmes.	à déterminer
PF 18	Comportement des grappes et	Un manque de rigueur ou d'assurance dans des modèles précis, comme la	Les titulaires de permis doivent soumettre des éléments probants	à déterminer

QSC	Titre	Brève description	Commentaire	
	des éléments de combustible dans les conditions qui prévalent après l'assèchement des grappes de combustible	déformation de grappes de combustible, réduisent la confiance accordée aux prévisions de défaillance des éléments de combustible ou des canaux de combustible.	expérimentaux ou analytiques afin de clarifier les conditions entraînant la déformation du combustible et des défaillances de gaine de combustible (c'est-à-dire, assèchement, température du combustible, moment de la défaillance) ainsi que la défaillance de canaux de combustible qui peuvent s'ensuivre.	

Annexe D - Doses efficaces collectives dans les centrales nucléaires en 2011

Les figures suivantes indiquent la tendance sur une période de cinq ans (de 2007 à 2011) de la dose efficace collective annuelle aux travailleurs à chacune des centrales. Ces données ont été regroupées pour montrer à quel moment les doses ont été reçues (c.-à-d. lorsque le réacteur fonctionnait ou pendant des périodes d'arrêt ou de réfection) ainsi que les voies d'exposition (c.-à-d. interne ou externe). Il convient de souligner que les doses présentées dans les figures sont celles reçues par le même groupe de travailleurs.

Pour chacune des centrales :

- La première figure montre les doses efficaces collectives reçues lors d'activités d'exploitation routinières (au jour le jour) comparativement à celles reçues pendant les périodes où le réacteur est à l'arrêt ou la centrale est en réfection. Ces doses comprennent les doses externes et internes.
- La deuxième figure montre les doses efficaces collectives reçues à la suite d'expositions externes et internes pendant toutes les activités radiologiques effectuées au cours de l'année. Ces données peuvent révéler des forces et des lacunes du programme de radioprotection d'une centrale.

La dose efficace collective annuelle est la somme des doses efficaces reçues par tous les travailleurs à une centrale au cours d'une année. Elle est mesurée en personnes-Sieverts (p-Sv). Il n'existe pas de limite de dose réglementaire pour la dose efficace collective annuelle, mais celle-ci est utilisée comme référence dans le monde entier pour évaluer l'efficacité du contrôle des doses aux centrales nucléaires.

Dans le cas des activités d'exploitation routinières, les variations d'une année à l'autre sont fonction, en partie, de la période pendant laquelle la centrale a été en exploitation chaque année ainsi que des débits de dose typiques liés au fonctionnement de la centrale.

Les doses reçues en temps d'arrêt (prévu et imprévu), comprennent la dose à tous les travailleurs, y compris celles aux employés des entrepreneurs. Le nombre d'arrêts par année, l'importance et la durée des travaux, le nombre de travailleurs y participant et les débits de dose liés aux travaux en temps d'arrêt sont des paramètres qui font varier les doses.

La dose externe est la dose reçue de sources de rayonnement à l'extérieur du corps tandis que la dose interne vient des matières radioactives incorporées dans le corps.

En 2011, approximativement 87 % de la dose efficace collective étaient dus aux activités en temps d'arrêt, et la majorité de la dose de rayonnement reçue par les travailleurs était due à l'exposition externe. Environ 10 % de la dose reçue était attribuable à l'exposition interne. Le tritium a contribué le plus aux doses internes reçues par les travailleurs.

N.B. : Il faut faire preuve de prudence au moment de comparer les doses efficaces collectives des centrales nucléaires, car ceci n'est pas tout à fait approprié compte tenu des différences entre ces dernières (p. ex. sur le plan de la conception, de l'âge, de l'exploitation et de l'entretien). Une approche plus fiable consiste à comparer les données d'une année à l'autre pour une même centrale nucléaire ou pour l'ensemble des centrales nucléaires.

D.1 Doses efficaces collectives annuelles aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B

En 2011, les doses efficaces collectives aux centrales de Bruce-A et de Bruce-B sont demeurées supérieures à la moyenne du secteur nucléaire. À la centrale de Bruce-A, les activités additionnelles visant à prolonger la période de service de la tranche 3 ont contribué de façon importante à la dose efficace collective. À la centrale de Bruce-B, les variations d'une année à l'autre de la dose efficace collective sont principalement attribuables au nombre d'arrêts et à l'importance des travaux en temps d'arrêt. Bruce Power a établi des plans d'une durée de cinq ans visant à réduire la dose efficace collective.

En 2011, en raison des types de travaux radiologiques effectués, les doses efficaces collectives annuelles liées aux activités de réfection étaient les plus élevées depuis le début du projet. Le remplacement des tuyaux d'alimentation et des tubes de force a contribué respectivement à environ 63 % et 11 % de la dose efficace collective totale. Il est prévu que les travaux de réfection des tranches 1 et 2 à la centrale de Bruce-A seront terminés en 2012 et que la dose liée à ce projet sera inférieure à 28 personne-Sv (28 000 personne-mSv), la dose prévue initialement pour celui-ci.

Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2011 sont présentées à la section 1A.7.

Figure D.1 : Dose efficace collective aux tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A, pour chaque état d'exploitation

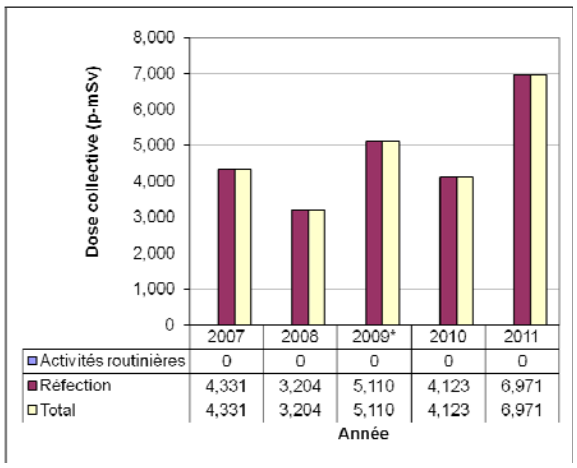
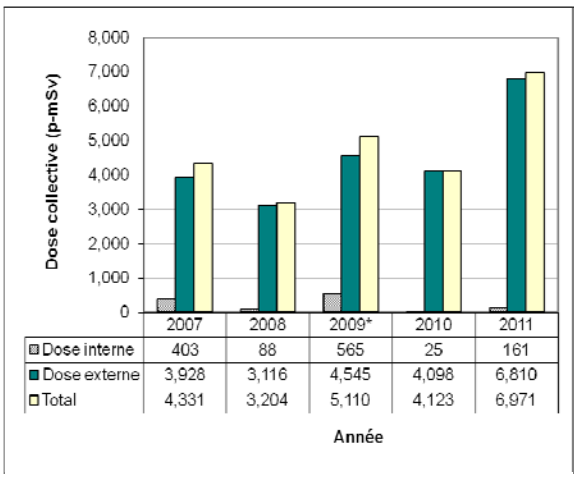


Figure D.2 : Doses internes et externes aux tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A



* Cette dose comprend la dose interne totale de 512 mSv reçue par les 557 travailleurs qui ont été touchés par l'événement de novembre 2009 à la tranche 1 lié à la présence de contamination alpha.

Figure D.3 : Dose efficace collective aux tranches 3 et 4 de la centrale de Bruce-A, pour chaque état d'exploitation

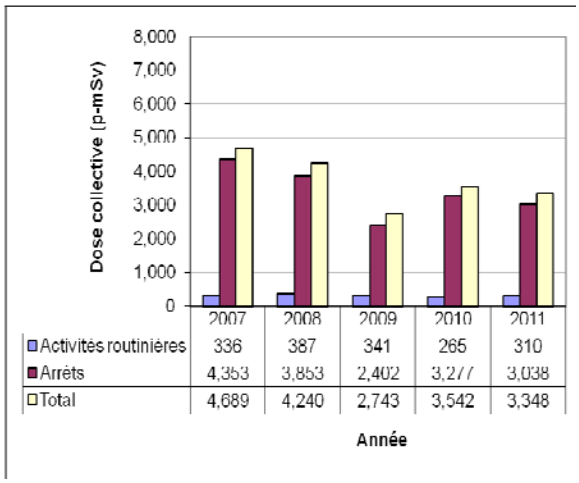


Figure D.4 : Doses internes et externes aux tranches 3 et 4 de la centrale de Bruce-A

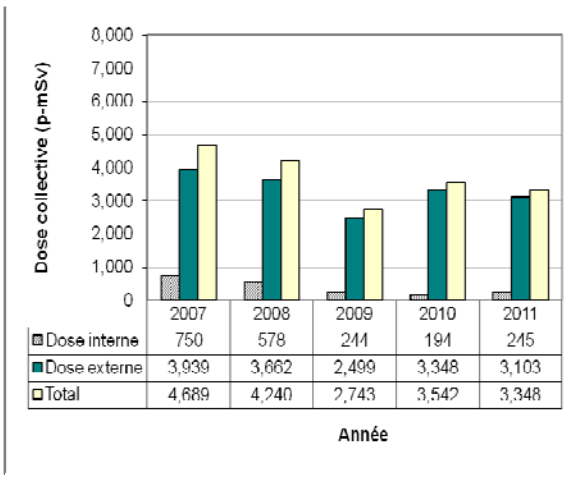


Figure D.5 : Dose efficace collective aux tranches 5 à 8 de la centrale de Bruce-B, pour chaque état d'exploitation

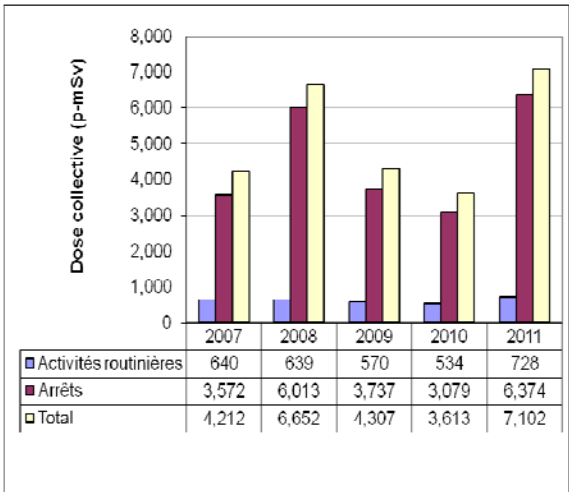
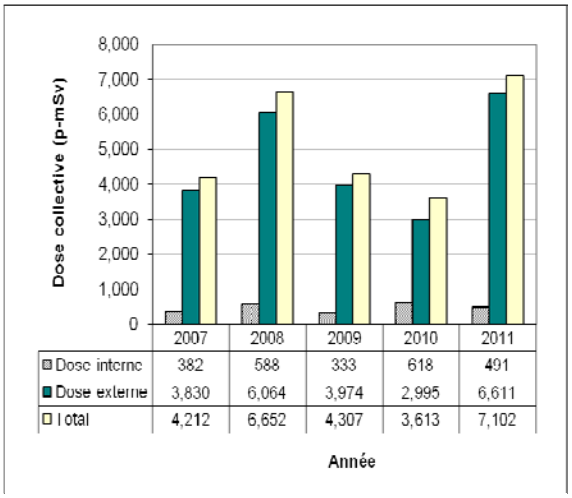


Figure D.6 : Doses internes et externes aux tranches 5 à 8 de la centrale de Bruce-B

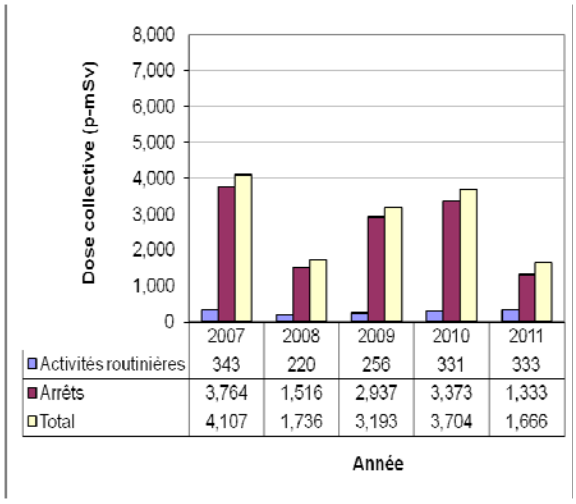


D.2 Doses efficaces collectives annuelles à la centrale de Darlington

En 2011, le contrôle de l'exposition des travailleurs au rayonnement a été très efficace à la centrale de Darlington. Les doses interne et externe étaient toutes deux inférieures à celles des années précédentes. Les variations de la dose efficace collective d'une année à l'autre sont principalement dues au nombre d'arrêts et à l'importance des travaux en temps d'arrêt.

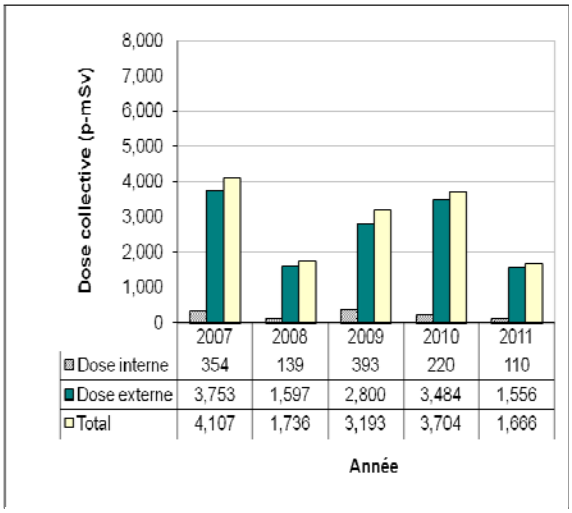
Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2011 sont présentées à la section 1A.7.

Figure D.7 : Dose efficace collective aux tranches 1 à 4 de la centrale de Darlington, pour chaque état d'exploitation



	2007	2008	2009	2010	2011
Activités routinières	343	220	256	331	333
Arrêts	3,764	1,516	2,937	3,373	1,333
Total	4,107	1,736	3,193	3,704	1,666

Figure D.8 : Doses internes et externes aux tranches 1 à 4 de la centrale de Darlington



	2007	2008	2009	2010	2011
Dose interne	354	139	393	220	110
Dose externe	3,753	1,597	2,800	3,484	1,556
Total	4,107	1,736	3,193	3,704	1,666

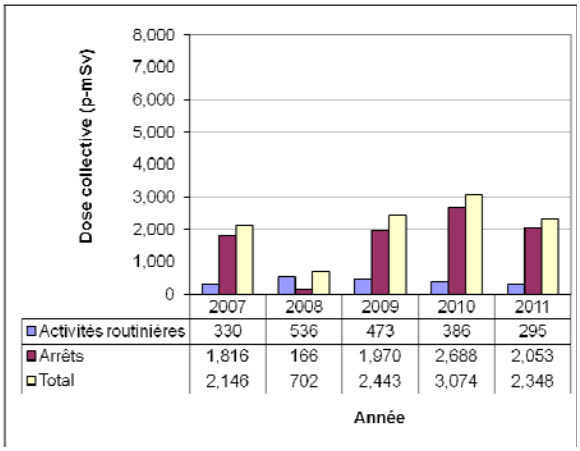
D.3 Doses efficaces collectives annuelles aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B

En 2011, le contrôle de l'exposition des travailleurs au rayonnement a été très efficace aux centrales de Pickering-A et de Pickering-B. Les doses interne et externe étaient relativement stables comparativement aux années précédentes. Les variations de la dose efficace collective d'une année à l'autre à ces centrales étaient principalement attribuables au nombre d'arrêts et à l'importance des travaux en temps d'arrêt.

La transition visant à assurer le stockage sûr des tranches 2 et 3 de la centrale de Pickering-A a été menée à bien en 2010. Les doses liées aux activités radiologiques effectuées à ces tranches en 2011 étaient négligeables et elles ont donc été intégrées à celles reçues aux tranches 1 et 4 de la centrale. Étant donné que la transition a débuté en 2008, nous ne disposons que des données comparatives sur ces tranches pour une période de quatre ans.

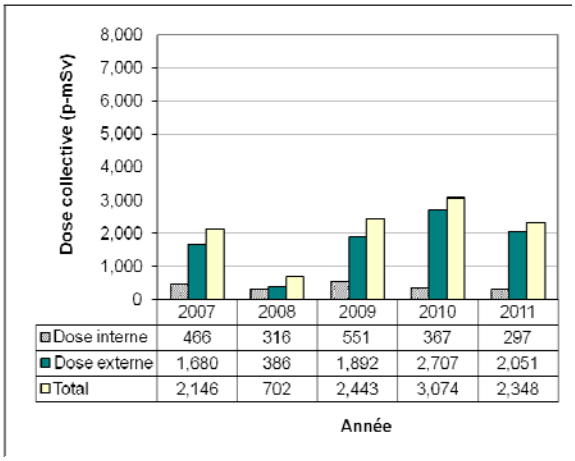
Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2011 sont présentées à la section 1A.7.

Figure D.9 : Dose efficace collective aux tranches 1 et 4 de la centrale de Pickering-A, pour chaque état d'exploitation



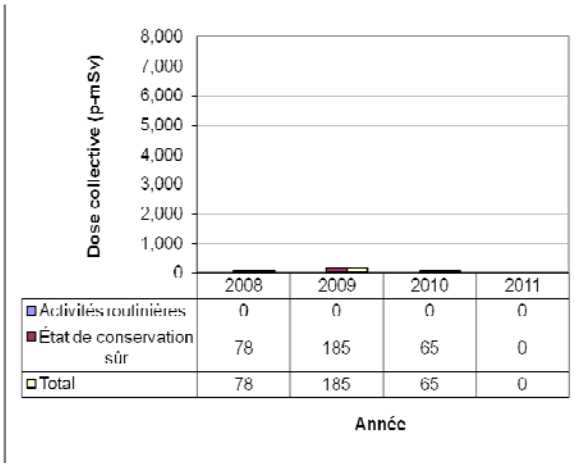
	2007	2008	2009	2010	2011
Activités routinières	330	536	473	386	295
Arrêts	1,816	166	1,970	2,688	2,053
Total	2,146	702	2,443	3,074	2,348

Figure D.10 : Doses internes et externes aux tranches 1 et 4 de la centrale de Pickering-A



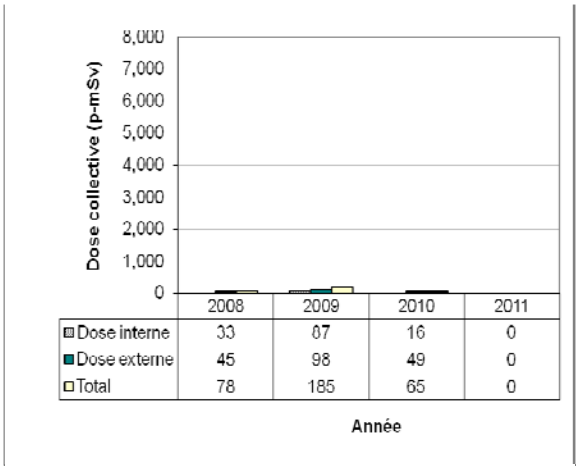
	2007	2008	2009	2010	2011
Dose interne	466	316	551	367	297
Dose externe	1,680	386	1,892	2,707	2,051
Total	2,146	702	2,443	3,074	2,348

Figure D.11 : Dose efficace collective aux tranches 2 et 3 de la centrale de Pickering-A, pour chaque état d'exploitation*



	2008	2009	2010	2011
Activités routinières	0	0	0	0
État de conservation sûr	78	185	65	0
Total	78	185	65	0

Figure D.12 : Doses internes et externes aux tranches 2 et 3 de la centrale de Pickering-A*



	2008	2009	2010	2011
Dose interne	33	87	16	0
Dose externe	45	98	49	0
Total	78	185	65	0

*La transition visant à assurer le stockage sûr de ces tranches a débuté en 2008 (les données comparatives sont donc disponibles pour une période de quatre ans seulement); les doses liées à cette transition étant négligeables en 2011, elles ont été intégrées à celles des tranches 1 et 4 de la centrale de Pickering-A

Figure D.13 : Dose efficace collective aux tranches 5 à 8 de la centrale de Pickering-B, pour chaque état d'exploitation

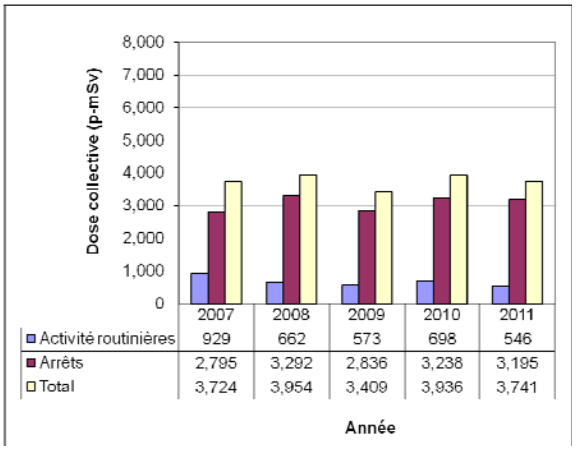
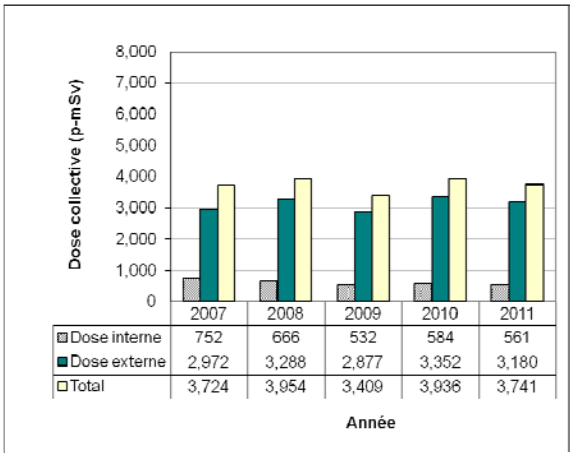


Figure D.14 : Doses internes et externes aux tranches 5 à 8 de la centrale de Pickering-B



D.4 Doses efficaces collectives annuelles à la centrale de Gentilly-2

En 2011, le contrôle de l'exposition des travailleurs au rayonnement a été efficace à la centrale de Gentilly-2. Les doses interne et externe étaient relativement stables comparativement aux années précédentes. Les variations de la dose efficace collective d'une année à l'autre à cette centrale sont principalement attribuables au nombre d'arrêts et à l'importance des travaux en temps d'arrêt.

Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2011 sont présentées à la section 1A.7.

Figure D.15 : Dose efficace collective à la centrale de Gentilly-2, pour chaque état d'exploitation

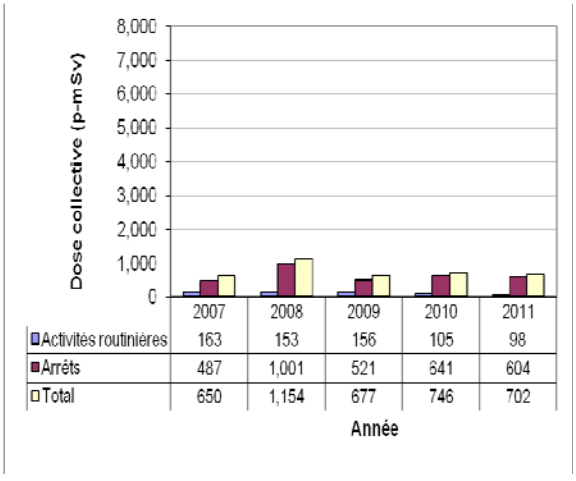
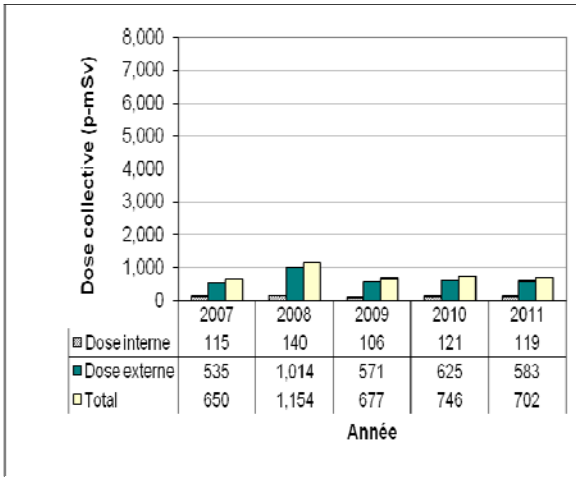


Figure D.16 : Doses internes et externes à la centrale de Gentilly-2



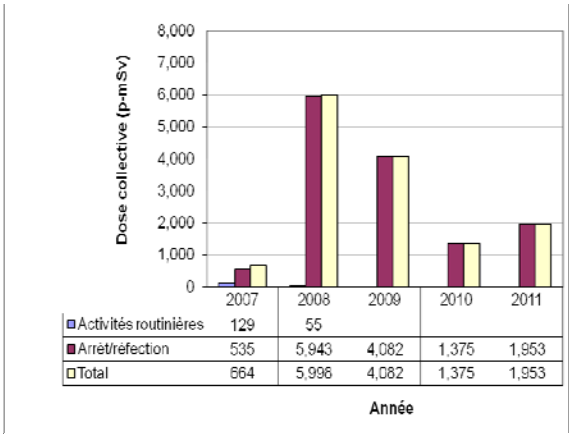
D.5 Doses efficaces collectives annuelles à la centrale de Point Lepreau

En 2011, les doses efficaces collectives à la centrale de Point Lepreau étaient légèrement supérieures à celles de l'année précédente à cause du nombre d'activités radiologiques effectuées. L'installation des tubes de calandre et des canaux de combustible ont contribué le plus à la dose efficace collective annuelle en 2011, soit environ 64 % et 24 % respectivement. Les doses liées à ces deux activités radiologiques ont été inférieures à celles prévues initialement.

Il est prévu que les activités de réfection à la centrale de Point Lepreau seront menées à bien en 2012, et que la dose liée à ces activités sera inférieure à la dose prévue de 12,7 personne-Sv (12 700 personne-mSv). À la fin de 2011, la dose efficace collective totale cumulée depuis le début du projet de réfection en 2008 totalisait 11,7 personne-Sv (11 700 personne-mSv).

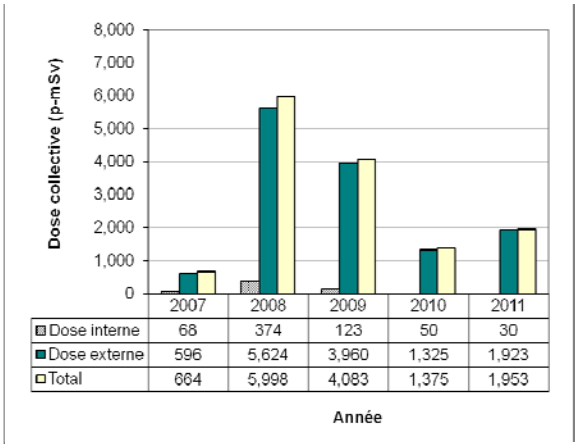
Les doses efficaces reçues par les travailleurs en 2011 sont présentées à la section 1A.7.

Figure D.17 : Dose efficace collective à la centrale de Point Lepreau, pour chaque état d'exploitation



La réfection a débuté en avril 2008.

Figure D.18 : Doses internes et externes à la centrale de Point Lepreau



D.6 Moyenne des doses efficaces collectives dans les centrales nucléaires en exploitation au Canada

Dix-sept tranches étaient en exploitation en 2011. Les doses efficaces collectives totales liées aux activités routinières d'exploitation et aux arrêts étaient relativement stables comparativement aux années précédentes. La moyenne, par tranche, de la dose efficace collective totale a donc été d'environ 1,0 personne-Sv au cours des cinq dernières années dans les centrales nucléaire au Canada.

Figure D.19 : Dose efficace collective aux centrales nucléaires en exploitation au Canada, pour chaque état d'exploitation, de 2007 à 2011

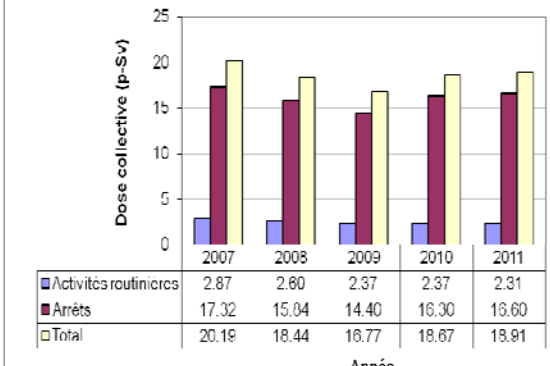
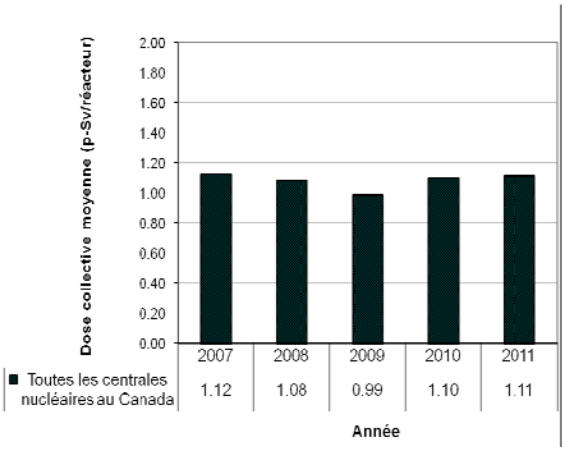


Figure D.20 : Moyenne de la dose efficace collective par réacteur en exploitation au Canada, de 2007 à 2011



Les doses collectives ne comprennent pas celles liées aux activités de réfection aux tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce-A et à la centrale de Point Lepreau ainsi que celles liées aux tranches 2 et 3 de la centrale de Pickering-A qui sont dans un état de stockage sûr.

Annexe E - Limites opérationnelles dérivées (LOD) dans les centrales nucléaires au Canada

Pour calculer les doses de rayonnement reçues par le public qui proviennent des rejets courants des centrales nucléaires, on utilise une unité appelée « limite opérationnelle dérivée » (LOD), celle-ci est fondée sur la limite de dose réglementaire de 1 millisievert par année (1 mSv/an).

Les LOD sont nécessaires, car le rejet dans l'environnement de matières nucléaires (effluents gazeux et liquides) peut exposer le public à de faibles doses de rayonnement, par voies externes et internes. Une exposition externe découle d'un contact direct avec la surface de sols contaminés par des radionucléides ou d'une immersion dans de l'eau ou une atmosphère contaminée. Une exposition interne découle de l'absorption de radionucléides par inhalation (respiration) et/ou par ingestion de nourriture contaminée. Ces doses aux membres du public sont assujetties aux limites obligatoires qui sont stipulées aux articles 13 et 14 du *Règlement sur la radioprotection*.

Depuis 1987, les LOD sont calculées à l'aide d'une méthode recommandée par l'Association canadienne de normalisation dans sa norme CAN/CSA N288.1-M87 [18]. En 2008, une nouvelle révision de cette norme a été publiée sous le numéro CSA-N288.1-08.

Les tableaux E.1 et E.2 donnent les LOD pour les effluents gazeux et liquides des centrales nucléaires au Canada.

Tableau E.1 : LOD pour les effluents gazeux

Centrale nucléaire	Tritium* (TBq)	Iode-131 (TBq)	Gaz rares (TBq-MeV**)	Particules radioactives (TBq)	Carbone-14 (TBq)
Bruce-A[2]	$1{,}3 \times 10^5$	1,2	$4{,}7 \times 10^4$	0.31	$1{,}0 \times 10^3$
Bruce-B[3]	$2{,}7 \times 10^5$	0,91	$1{,}1 \times 10^5$	0,74	$1{,}1 \times 10^3$
Darlington[4]	$4{,}3 \times 10^4$ (HTO) $8{,}1 \times 10^5$ (HT)***	4,7	$3{,}9 \times 10^4$	2,4	$1{,}8 \times 10^3$
Pickering-A[5]	$5{,}5 \times 10^4$	9,7	$2{,}9 \times 10^4$	2,1	$6{,}3 \times 10^3$
Pickering-B[6]	$5{,}5 \times 10^4$	9,7	$2{,}9 \times 10^4$	2,1	$6{,}3 \times 10^3$
Gentilly-2[7]	$4{,}4 \times 10^5$	1,3	$1{,}7 \times 10^5$	1,9	$8{,}8 \times 10^2$
Point Lepreau[8]	$4{,}3 \times 10^5$	10	$7{,}3 \times 10^4$	5,4	$3{,}3 \times 10^3$

* Oxyde de tritium (HTO)
** Tbq-MeV (térabecquerel-million d'électronvolts)
*** Limite opérationnelle dérivée pour le tritium élémentaire (HT) produit par l'installation d'extraction de tritium de la centrale nucléaire de Darlington

[2]. Commission canadienne de sûreté nucléaire. (novembre 2009). *Nuclear Power Reactor Operating Licence Bruce Nuclear Generating Station A (PROL 15.00/2014)*, annexe C : « Derived Release Limits »
[3]. Commission canadienne de sûreté nucléaire. (novembre 2009). *Nuclear Power Reactor Operating Licence Bruce Nuclear Generating Station B (PROL 16.00/2014)*, annexe C : « Derived Release Limits »
[4]. Ontario Power Generation. (avril 2006). *Derived Release Limits for Darlington Nuclear Generating Station*, NK38-REP-03482-10001-R01 (cité en référence dans le PERP 13.03/2013)
[5]. Commission canadienne de sûreté nucléaire. (octobre 2010). *Nuclear Power Reactor Operating Licence Pickering Nuclear Generating Station A (PROL 04.01/2013)*, annexe A.3 : « Derived Release Limits »
[6]. Ontario Power Generation. (octobre 2011). *Derived Release Limits for Pickering Nuclear Generating Station B*, NK30-REP-03482-00001-R001 (cité en référence dans le PERP 08.04/2013)
[7]. Hydro-Québec. (2003). *Limites opérationnelles dérivées pour les rejets aériens de Gentilly-2* (cité en référence dans le PERP 10-04-2010)
[8]. Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (1996), Document de référence de la centrale de Point Lepreau : *Derived Emission Limits for Radionuclides in Airborne and Liquid Effluents*, RD-01364-L1, révision 2 (cité en référence dans le PERP 17.08/2011)

Tableau E.2 : LOD pour les effluents liquides

Centrale nucléaire	Tritium* (TBq)	Activité bêta-gamma (TBq)	Carbone-14 (TBq)
Bruce-A[2]	$2{,}1 \times 10^{6}$	$1{,}0 \times 10^{2}$	$2{,}6 \times 10^{3}$
Bruce-B[3]	$2{,}3 \times 10^{6}$	$1{,}1 \times 10^{2}$	$2{,}8 \times 10^{3}$
Darlington[4]	$4{,}3 \times 10^{6}$	$7{,}1 \times 10^{1}$	$9{,}7 \times 10^{2}$
Pickering-A[5]	$5{,}1 \times 10^{5}$	4,7	$6{,}4 \times 10^{1}$
Pickering-B[6]	$5{,}1 \times 10^{5}$	4,7	$6{,}4 \times 10^{1}$
Gentilly-2[7]	$1{,}2 \times 10^{6}$	5,3	$1{,}0 \times 10^{2}$
Point Lepreau[8]	$1{,}6 \times 10^{7}$	$1{,}5 \times 10^{1}$	$3{,}0 \times 10^{2}$

* Oxyde de tritium (HTO)

Annexe F - État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires

Le tableau F.1 présente, pour chacune des centrales, les mesures à prendre et leur état d'avancement, c'est-à-dire dossier « ouvert » ou « fermé ». La mise en œuvre de certaines mesures applicables aux centrales nucléaires dépend du résultat d'autres mesures et dans de tels cas, la mention « à déterminer » est indiquée. Chaque mesure applicable aux centrales nucléaires ne sera terminée que lorsque toutes les centrales auront obtenu les résultats attendus et que ceux-ci auront été acceptés par la CCSN. Dans certains cas, des dossiers spécifiques à des centrales pourront être ouverts afin de faire le suivi de travaux visant à obtenir d'autres résultats attendus. Le tableau donne également les échéances (année et mois ou trimestre) qui étaient prévues en mars 2012.

Le *Plan d'action de la CCSN* [22] fournit une description complète des mesures applicables aux centrales nucléaires énumérées dans la présente annexe.

Tableau F.1 : État d'avancement de la mise en œuvre des mesures à prendre applicables aux centrales nucléaires (en date du 31 mai 2012)

N.B. : s.o. – sans objet, 04/2012 – échéance avril 2012, T4/2013 – échéance quatrième trimestre 2013

#	Mesures à prendre	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Bruce-A	Bruce-B	Gentilly-2	Point Lepreau
Première recommandation – Vérification de la robustesse des conceptions des centrales nucléaires								
1	**AI 1.1.1** Une évaluation actualisée de la capacité des vannes de décharge du condenseur de purge/dégazeur fournissant une preuve supplémentaire que les vannes ont une capacité suffisante. Décembre 2012.	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert	Ouvert	Ouvert	Ouvert
2	**AI 1.1.2** Au besoin, un plan et un calendrier pour les essais de confirmation de l'installation ou la mise en place d'une capacité de décharge supplémentaire. Décembre 2012.	à déterminer	à déterminer	à déterminer	à déterminer	à déterminer	à déterminer	à déterminer
3	**AI 1.2.1** Une évaluation de la capacité de décharge de l'ensemble cuve de calandre/bouclier thermique. Décembre 2013.	Fermé	s.o.	Ouvert 06/2012	Ouvert	Ouvert	Fermé (sous réserve d'accepta-tion)	Fermé
4	**AI 1.2.2** Si la capacité de décharge est insuffisante, une évaluation des avantages offerts par une capacité de décharge suffisante et de la faisabilité d'assurer une capacité de décharge supplémentaire. Décembre 2013.	Fermé	s.o.	à déterminer	à déterminer	à déterminer	Fermé (sous réserve d'accepta-tion)	s.o.
5	**AI 1.2.3** Si une capacité de décharge supplémentaire est avantageuse et réalisable, un plan et un calendrier pour assurer une capacité de décharge supplémentaire. Décembre 2013.	Ouvert	s.o	à déterminer	à déterminer	à déterminer	Ouvert (à compléter avant de redémarrer)	s .o.
6	**AI 1.3.1** Des évaluations du caractère adéquat des moyens existants pour protéger l'intégrité du confinement et empêcher des rejets incontrôlés dans le cas d'AHD, y compris les accidents graves. Décembre 2015.	Fermé	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2012	Ouvert 06/2012	Ouvert 06/2012	Fermé (sous réserve d'accepta-tion)	s. o.

#	Mesures à prendre	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Bruce-A	Bruce-B	Gentilly-2	Point Lepreau
7	**AI 1.3.2** Lorsque les moyens existants sont jugés insuffisants pour protéger l'intégrité du confinement et prévenir les rejets accidentels de matières radioactives dans le cas d'AHD, y compris les accidents graves, un plan et un calendrier d'amélioration de la conception afin de contrôler les rejets radiologiques à long terme et, dans la mesure du possible, les rejets non filtrés. Décembre 2015.	Ouvert 2015	Ouvert T4/2014	Ouvert T4/2014	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert (à compléter avant de redémarrer)	s.o.
8	**AI 1.4.1** Un plan et un calendrier pour l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs aussi rapidement que possible. Décembre 2012.	Fermé	Fermé	Fermé	Ouvert 03/2012	Ouvert 02/2012	Fermé	Fermé
9	**AI 1.5.1** Une évaluation du potentiel de génération d'hydrogène dans la zone de la piscine de stockage du combustible usé (PSCU) et de la nécessité de recourir à des mesures d'atténuation de l'hydrogène. Décembre 2013.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2012	Ouvert	Ouvert	Ouvert	Ouvert
10	**AI 1.6.1** Une évaluation de la réponse structurale de la PSCU aux températures supérieures à la température limite de conception, y compris une évaluation du taux de fuite maximal crédible après tout dommage structural prévu. Décembre 2013.	Fermé	Ouvert T1/2013	Ouvert T4/2012	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert
11	**AI 1.6.2** Un plan et un calendrier pour la mise en œuvre de toute mesure d'atténuation supplémentaire jugée nécessaire par l'évaluation de l'intégrité structurale. Décembre 2013	s.o.	à déterminer	à déterminer	à déterminer	à déterminer	à déterminer	à déterminer
12	**AI 1.7.1** Un plan et un calendrier pour l'optimisation des mesures existantes (fournir un appoint au circuit caloporteur primaire, aux générateurs de vapeur, au modérateur, etc.) et prévoyant la mise en place de mesures additionnelles pour ces différents appoints, avec les analyses s'y rapportant. Décembre 2013.	Ouvert T1/2013	Ouvert T1/2013	Ouvert T1/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert

#	Mesures à prendre	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Bruce-A	Bruce-B	Gentilly-2	Point Lepreau
13	**AI 1.8.1** Un plan détaillé et un calendrier pour l'évaluation de la pérennité de l'équipement, ainsi qu'un plan et un calendrier de la mise à niveau de l'équipement, le cas échéant compte tenu de l'évaluation. Décembre 2013.	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert (à compléter avant de redémarrer)	Ouvert 12/2013
14	**AI 1.9.1** Une évaluation de l'habitabilité des installations de commande dans les conditions découlant des AHD et des accidents graves. Le cas échéant, un plan détaillé et le calendrier des mises à niveau des installations de contrôle. Décembre 2014.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2013	Ouvert 12/2014	Ouvert 12/2014	Ouvert 12/2014	Ouvert
15	**AI 1.10.1** Une évaluation des besoins et des capacités en alimentation électrique pour les principaux dispositifs d'instrumentation et de contrôle. L'évaluation doit déterminer les améliorations possibles qui permettraient d'augmenter la disponibilité de ces dispositifs, au besoin. Décembre 2012.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012
16	**AI 1.10.2** Un plan et un calendrier de mise en œuvre des mises à niveau choisies. Une cible de huit heures sans avoir besoin d'un soutien hors site devrait être utilisée. Décembre 2012.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012
17	**AI 1.11.1** Un plan et un calendrier pour les achats (d'équipement d'urgence et d'autres ressources qui pourraient être stockés hors site). Décembre 2012.	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012
Deuxième recommandation – Évaluation des dangers externes spécifique à chacun des sites								
18	**AI 2.1.1** Réévaluer, à l'aide de calculs modernes et de méthodes de pointe, l'ampleur propre au site de chaque événement externe pouvant avoir une incidence sur la centrale. Décembre 2013.	Fermé	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2012	Ouvert 09/2012	Ouvert 09/2012	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Fermé

#	Mesures à prendre	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Bruce-A	Bruce-B	Gentilly-2	Point Lepreau
19	**AI 2.1.2** Évaluer si la protection nominale actuelle propre au site, pour chaque événement externe pris en compte au point 1 ci-dessus, est suffisante. Si des lacunes sont décelées, un plan de correction devrait être proposé. Décembre 2013.	Fermé	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2012	Ouvert 2014	Ouvert 2014	Fermé (sous réserve d'accepta-tion)	Ouvert 12/2013
20	**AI 2.2.1** Plan de mise en œuvre, spécifique à chaque site, du document d'application de la réglementation RD-310, *Analyse de la sûreté pour les centrales nucléaires*. Décembre 2013.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert	Ouvert	Ouvert	Ouvert 12/2013
Troisième recommandation – Amélioration de la capacité de modélisation								
21	**AI 3.1.1** Lorsque des lignes directrices en matière de gestion des accidents graves (LDGAG) n'ont pas été élaborées, finalisées ou totalement mises en œuvre, fournir des plans et des calendriers de réalisation. Décembre 2013.	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Fermé (sous réserve d'acceptation)	Ouvert	Fermé
22	**AI 3.1.2** Pour les centrales à tranches multiples, fournir des plans et des calendriers pour incorporer les événements pouvant toucher plusieurs tranches aux LDGAG. Décembre 2013.	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	s.o.	s.o.
23	**AI 3.1.3** Pour toutes les centrales, fournir des plans et les calendriers pour l'inclusion des événements pouvant toucher les PSCU dans la documentation d'exploitation de la centrale, le cas échéant. Décembre 2013.	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert (à compléter avant de redémarrer)	Fermé
24	**AI 3.1.4** Démontrer l'efficacité des LDGAG au moyen d'exercices de simulation et de simulations en milieu réel. Décembre 2013.	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2013	Ouvert T4/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert 12/2013	Ouvert (à compléter avant de redémarrer)	Fermé
25	**AI 3.2.1** Une évaluation du caractère adéquat de la modélisation actuelle des accidents graves aux centrales à tranches multiples. L'évaluation devrait fournir une spécification fonctionnelle de tous les modèles améliorés nécessaires. Décembre 2012.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	s.o.	s.o.

#	Mesures à prendre	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Bruce-A	Bruce-B	Gentilly-2	Point Lepreau
26	**AI 3.2.2** Un plan et un calendrier d'élaboration de la modélisation améliorée, y compris tout le soutien expérimental nécessaire. Décembre 2012.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	s.o.	s.o.
Quatrième recommandation – Évaluation des plans des mesures d'urgence (sur le site)								
27	**AI 4.1.1** Une évaluation du caractère adéquat des plans et programmes d'urgence en place. Décembre 2012.	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 09/2012	Ouvert 09/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012
28	**AI 4.1.2** Un plan et un calendrier pour combler les lacunes relevées dans l'évaluation. Décembre 2012.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert 03/2013	Ouvert 03/2013	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012
29	**AI 4.1.3** Un plan et un calendrier pour l'élaboration de programmes améliorés d'exercices. Décembre 2012.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert 10/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012
30	**AI 5.1.1** Une évaluation du caractère adéquat de l'alimentation électrique de secours pour les installations et l'équipement d'urgence. Décembre 2012.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert 10/2012	Ouvert 10/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert
Cinquième recommandation – Mise à jour des installations et de l'équipement d'urgence								
31	**AI 5.1.2** Un plan et un calendrier pour combler les lacunes relevées. Décembre 2012.	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert T4/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 06/2012
32	**AI 5.2.1** Déterminer le soutien et les ressources externes qui peuvent être nécessaires pendant une urgence. Décembre 2012.	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012	s.o.
33	**AI 5.2.2** Identifier les accords relatifs au soutien et aux ressources externes qui ont été officialisés et documentés. Décembre 2012.	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012	s.o.
34	**AI 5.2.3** Déterminer si les accords non documentés peuvent être officialisés. Décembre 2012.	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	Ouvert 04/2012	à déterminer	à déterminer	Ouvert 12/2012	s.o.
35	**AI 5.3.1** Fournir le plan d'un projet d'installation et un calendrier connexe. Décembre 2012.	Ouvert T2/2012	Ouvert T2/2012	Ouvert T2/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert 12/2012	Ouvert

#	Mesures à prendre	Darlington	Pickering-A	Pickering-B	Bruce-A	Bruce-B	Gentilly-2	Point Lepreau
36	**AI 5.4.1** Développer des outils de modélisation des termes sources et des doses propres à chaque centrale. Décembre 2012.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	Ouvert (à compléter avant de redémarrer)	Ouvert

Acronymes et abréviations

AD	accident de dimensionnement
AHD	accident hors dimensionnement
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
ALARA	au niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre
AQ	assurance de la qualité
ASF	approche systématique à la formation
AU	arrêt d'urgence
BCP	baisse contrôlée de puissance
CANPAC	CANDU Procurement Audit Committee
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
C de Q - C	chef de quart - centrale
C de Q - SC	chef de quart - salle de commande
CEEP	coefficient d'exécution de l'entretien préventif
CMD	document aux commissaires
COG	Groupe des propriétaires de CANDU
CSA	Association canadienne de normalisation
CVC	critère de vérification de la conformité
DG	dossier générique
DOP	décalage vers l'ouest et plus
DSR	domaine de sûreté et de réglementation
ÉACL	Énergie atomique du Canada limitée
ÉAG	état d'arrêt garanti
EIS	examen intégré de sûreté
Énergie NB	Énergie Nouveau-Brunswick
ÉPR	évaluation probabiliste des risques
EPS	étude probabiliste de sûreté
GAG	gestion des accidents graves
GPERCA	grosse perte de caloporteur
LDGAG	ligne directrice en matière de gestion des accidents graves
LOD	limite opérationnelle dérivée
LSRN	*Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*
MCP	manuel des conditions du permis
MPF	mesures à prendre à la suite de l'accident de Fukushima
NUPIC	Nuclear Procurement Issues Committee
OPEX	expérience d'exploitation
OPG	Ontario Power Generation
OR	opérateur de réacteur
OT0	opérateur de la tranche 0
PERCA	perte de caloporteur
PERP	permis d'exploitation d'un réacteur de puissance
PES	paramètres d'exploitation sûre
PIP	programme d'inspection périodique
PPIUN	*Plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire*
PSCU	piscine de stockage du combustible usé

QE	qualification environnementale
QSC	question de sûreté relative au CANDU
RETSN	*Règlement sur l'emballage et le transport des substances nucléaires*
RGSRN	*Règlement général sur la sûreté et la réglementation nucléaires*
RNR	rapport de notification rapide
RRP	recul rapide de puissance
RTMD	*Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*
RTR	responsable technique de la radioprotection
RUC	refroidissement d'urgence du cœur
SAU	système d'arrêt d'urgence
SSC	structures, systèmes et composants
WANO	Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires

Glossaire

Accident de dimensionnement (AD) *(design-basis accident)*
Conditions d'accident qui ont été prises en compte dans la conception d'une centrale nucléaire selon des critères établis et dont les dommages au combustible et les rejets de matières radioactives ne dépassent par les limites prescrites.

Accident hors dimensionnement (AHD) *(beyond-design-basis accident)*
Conditions d'accident moins fréquentes et plus graves que celles d'un accident de dimensionnement. Un AHD peut entraîner ou non la détérioration du cœur du réacteur.

Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)
(International Atomic Energy Agency)
L'Agence internationale de l'énergie atomique est un organisme international indépendant qui fait partie de l'Organisation des Nations Unies. L'AIEA, dont le siège social est situé à Vienne, travaille de concert avec ses États membres et de multiples partenaires partout dans le monde pour promouvoir l'utilisation sûre, sécuritaire et pacifique des technologies nucléaires. L'AIEA fait rapport annuellement à l'Assemblée générale des Nations Unies et, lorsque approprié, au Conseil de sécurité de l'ONU sur les cas de non-conformité des États à l'égard de leurs obligations en matière de garanties ainsi que sur des questions concernant la paix et la sécurité internationales.

Analyse des causes fondamentales *(root-cause analysis)*
Analyse objective, structurée, systématique et exhaustive visant à déterminer les raisons intrinsèques d'une situation ou d'un événement en tenant compte de l'importance de l'événement sur le plan de la sûreté.

Approche en fonction du risque (*risk-informed approach)*
Méthode moderne de classification des accidents qui tient compte de l'éventail complet des incidents possibles, notamment ceux qui ont les conséquences le plus graves pour la population.

Approche systématique à la formation (ASF) *(systematic approach to training)*
Évolution logique depuis la définition des qualifications et des compétences nécessaires pour effectuer un travail jusqu'à la conception, l'élaboration, la mise en œuvre et la tenue à jour d'un programme de formation ainsi qu'à l'évaluation subséquente de ce programme. L'ASF comprend les cinq phases suivantes : analyse, conception, élaboration, mise en œuvre et évaluation.

Baisse contrôlée de puissance (BCP) *(setback)*
Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux lent en cas de problème. Le système de baisse contrôlée de puissance (BCP) fait partie du système de régulation du réacteur. (Voir également recul rapide de puissance (RRP).)

Commission/tribunal de la Commission *(Commission/Commission Tribunal)*
La Commission canadienne de sûreté nucléaire est constituée en vertu de l'article 8 de la *Loi sur la réglementation et la sûreté nucléaires* (LSRN). Souvent désignée sous le nom de tribunal de la Commission afin de le distinguer de la Commission dans son ensemble, elle est une personne morale d'au plus sept membres, nommés par le gouverneur en conseil, qui a pour mission de :

- réglementer le développement, la production et l'utilisation de l'énergie nucléaire, ainsi que la production, la possession, l'utilisation et le transport des substances nucléaires
- réglementer la production, la possession et l'utilisation de l'équipement réglementé et des renseignements réglementés
- mettre en œuvre des mesures de contrôle international du développement, de la production, du transport et de l'utilisation de l'énergie et des substances nucléaires, notamment celles qui portent sur la non-prolifération des armes nucléaires et engins explosifs nucléaires
- informer le public, sur les plans scientifique, technique ou en ce qui concerne la réglementation du domaine de l'énergie nucléaire, sur les activités de la CCSN et sur les conséquences pour la santé et la sécurité des personnes et pour l'environnement, des activités liées au développement, à la production, à la possession et à l'utilisation mentionnées ci-haut

Défaillance grave de système fonctionnel *(serious process failure)*
Défaillance d'une structure, d'un système ou d'un composant d'un système fonctionnel :
- qui provoque une défaillance systématique du combustible ou produit un rejet important d'une centrale nucléaire
- qui pourrait provoquer une défaillance systématique du combustible ou produire un rejet important si aucun des systèmes spéciaux de sûreté n'entre en fonction

Document aux commissaires (CMD) *(Commission member document)*
Document préparé par le personnel de la CCSN, les promoteurs et les intervenants pour les fins d'une audience ou d'une réunion de la Commission. Chaque CMD se voit attribuer un numéro d'identification particulier.

Durée de vie nominale *(design life)*
Période pendant laquelle il est prévu que l'installation, les structures, les systèmes et les composants pourront être exploités de manière sûre.

Effectif minimal par quart *(minimum shift component)*
Le nombre minimal de travailleurs qualifiés qui doivent être présents en tout temps, pour assurer l'exploitation sûre de l'installation et fournir une capacité d'intervention adéquate en cas d'urgence.

Équivalent d'une heure à pleine puissance *(effective full power hour)*
Période de service d'un composant égale à la quantité de service à pleine capacité que le composant cumulerait s'il était en service de façon continue pendant une heure complète.

État d'arrêt garanti (EAG) *(guaranteed shutdown state)*
Méthode qui vise à assurer la mise à l'arrêt du réacteur. Elle comprend l'ajout au modérateur d'un absorbeur de neutrons, qui les retire ainsi de la réaction en chaîne de fission, ou l'évacuation du modérateur du réacteur.

Étude probabiliste de sûreté (EPS) *(probabilistic safety assessment)*
Étude exhaustive et intégrée de la sûreté d'une installation dotée d'un réacteur. L'étude tient compte de la probabilité, de la progression et des conséquences de défaillances d'équipement ou de conditions transitoires afin de fournir des estimations chiffrées qui procurent une mesure cohérente de la sûreté de l'installation et ce, de la façon suivante :

- une EPS de niveau 1 identifie et quantifie les séquences d'événements pouvant entraîner la perte de l'intégrité structurelle du cœur d'un réacteur et des défaillances importantes du combustible
- une EPS de niveau 2 s'appuie sur les résultats de l'EPS de niveau 1 pour analyser le comportement du confinement, évaluer les radionucléides libérés par le combustible défectueux et quantifier les rejets dans l'environnement
- une EPS de niveau 3 s'appuie sur les résultats de l'EPS de niveau 2 pour analyser la distribution des radionucléides rejetés dans l'environnement et évaluer les effets sur la santé du public

Générateur de vapeur *(steam generator)*
Échangeur de chaleur qui transfère la chaleur de l'eau lourde (caloporteur) à l'eau ordinaire. L'eau ordinaire bout et produit ainsi de la vapeur qui actionne la turbine. Les tubes du générateur de vapeur séparent le caloporteur du réacteur du reste du système de production d'énergie électrique.

Inspection de type I *(Type I inspection)*
Toutes les activités de vérification et d'évaluation des programmes, processus et pratiques des titulaires de permis effectuées sur le site.

Inspection de type II *(Type 2 inspection)*
Toutes les activités de vérification liées aux vérifications de type point par point et aux rondes en chantier effectuées de façon routinière. Une inspection de l'équipement ou de systèmes ou une évaluation des pratiques d'exploitation effectuée par le personnel de la CCSN et comprenant des vérifications de type point par point et des rondes en chantier axées sur les résultats ou le rendement des programmes, processus et pratiques des titulaires de permis. Les observations provenant de ces inspections jouent un rôle important dans la détermination des aspects pour lesquels une inspection de type I pourrait être requise afin d'identifier les problèmes systémiques des programmes, processus et pratiques.

Limite opérationnelle dérivée (LOD) *(derived release limit)*
Limite qu'impose la CCSN à l'égard du rejet de substances radioactives par une installation nucléaire autorisée de manière à donner une assurance raisonnable que la limite de dose réglementaire ne sera pas dépassée.

Rapport de sûreté *(safety report)*
Un rapport qui comprend, tel que décrit dans la norme d'application de la réglementation S-99 *Rapports à soumettre par les exploitants de centrale nucléaire*, une description des structures, systèmes et composants (SSC) d'une centrale y cmpris leurs conditions de fonctionnement normal et de conception. Il inclut un rapport de l'analyse finale de sûreté démontrant la pertinence de la conception de l'installation nucléaire.

Recul rapide de puissance (RRP) *(stepback)*
Système conçu pour réduire automatiquement la puissance du réacteur à un taux rapide en cas de problème. Le système de recul rapide de puissance (RRP) fait partie du système de régulation du réacteur. (Voir également baisse contrôlée de puissance (BCP).)

Risque *(risk)*
Risque de blessure ou de perte, définie comme une mesure de la probabilité et de la gravité d'un effet préjudiciable (conséquences) sur la santé, la propriété, l'environnement et d'autres éléments d'importance. Mathématiquement, il s'agit de la probabilité d'un événement multiplié par son importance (gravité).

Structures, systèmes et composants (SSC) *(structures, systems ans components)*
Terme général englobant tous les éléments (aspects) d'une installation ou d'une activité qui contribuent à la protection et à la sûreté, à l'exclusion des facteurs humains.
Les structures sont des éléments passifs : bâtiments, cuves, boucliers, etc. Un système comprend plusieurs composants assemblés de manière à exécuter une fonction (active) spécifique. Un composant est un élément discret d'un système, par exemple des câbles, des transistors, des circuits intégrés, des moteurs, des relais, des solénoïdes, des conduites, des raccords, des pompes, des réservoirs et des vannes.

Système de sûreté *(safety system)*
Un système qui a pour fonction d'assurer l'arrêt sécuritaire du réacteur ou l'évacuation de la chaleur résiduelle du cœur du réacteur, ou de limiter les conséquences des incidents de fonctionnement prévus et des accidents de dimensionnement (AD).

Systèmes importants pour la sûreté *(system important to safety)*
Structures, systèmes et composants (SSC) d'une centrale nucléaire qui sont associés au déclenchement, à la prévention, à la détection ou à l'atténuation de toute séquence de défaillance pouvant mener à l'endommagement du combustible ou au rejet associé de radionucléides, ou les deux.

Système lié à la sûreté (*safety-related system)*
Selon la définition de la norme de l'Association canadienne de normalisation (CSA) N285.0-F08, *Exigences générales relatives aux systèmes et aux composants sous pression des centrales nucléaires CANDU*, norme à laquelle on fait référence dans les permis d'exploitation de centrale nucléaire, ce sont les « systèmes et leurs composants et supports connexes qui, à défaut de fonctionner selon l'usage prévu, risquent d'influer sur

la sécurité radiologique de la population ou du personnel de la centrale nucléaire. Ces systèmes et leurs composants comprennent :

- la régulation (y compris le démarrage et l'arrêt contrôlés) et le refroidissement du cœur du réacteur dans des conditions normales (y compris l'ensemble des conditions normales d'exploitation et d'arrêt)
- la régulation, l'arrêt et le refroidissement du cœur du réacteur dans des conditions transitoires prévues, des situations accidentelles, et le maintien du cœur du réacteur dans un état d'arrêt sécuritaire pendant une période prolongée à la suite de telles conditions
- la limitation des émissions de matières radioactives et de l'exposition du personnel de la centrale et (ou) de la population afin de respecter les critères établis par l'organisme de réglementation à l'égard de l'exposition aux radiations pendant ou à la suite de conditions normales ou transitoires prévues et de situations accidentelles.

Notes :

(1) L'expression « système de sûreté » couvre un vaste éventail de systèmes, soit des systèmes dotés de fonctions de sûreté très importantes à ceux qui ont un effet moins direct sur la sûreté. Plus l'incidence possible d'une défaillance du système est grande par rapport à la sécurité radiologique, plus la compréhension de l'expression «de sûreté» prend de l'importance.

(2) Le terme « sûreté » s'applique également à certaines activités reliées à la conception, à la fabrication, à la construction, à la mise en service et à l'exploitation de systèmes de sûreté, ainsi qu'à d'autres activités qui peuvent de la même façon porter atteinte à la sécurité radiologique de la population ou du personnel de la centrale, notamment la surveillance de l'environnement et des effluents, la radioprotection et la dosimétrie, ainsi que la manutention des matières radioactives (y compris la gestion des déchets). Plus l'incidence possible de l'exécution de l'activité est grande par rapport à la sécurité radiologique, plus la compréhension de l'expression « de sûreté » prend de l'importance.

(3) Certaines défaillances d'autres systèmes peuvent nuire à un système de sûreté (p. ex., inondation ou dommage mécanique). Ce risque et ses mesures de contrôle nécessaires devraient être pris en compte au cours des phases appropriées. »

Système spécial de sûreté *(special safety system)*
Le système d'arrêt d'urgence 1, le système d'arrêt d'urgence 2, le système de confinement ou le système de refroidissement d'urgence du cœur (SRUC) d'une centrale nucléaire.

Tube de calandre *(calandria tubes)*
Tube qui traverse la calandre et sépare les tubes de force du modérateur. Chaque tube de calandre entoure un tube de force.

Tube de force *(pressure tubes)*
Tube qui, traversant la calandre, renferme 12 ou 13 grappes de combustible. De l'eau lourde sous pression circule dans ce tube et refroidit le combustible.

Tuyau d’alimentation *(feeder)*
Le réacteur contient plusieurs centaines de canaux de combustible. Des tuyaux d’alimentation, placés à chaque extrémité des canaux de combustible, permettent d’amener l’eau lourde (caloporteur) dans les canaux de combustible aux générateurs de vapeur.

Bibliographie

1. Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), S-99, *Rapports à soumettre par les exploitants de centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2003

2. Association canadienne de normalisation (CSA), N286-F05 (C2011), *Exigences relatives au système de gestion des centrales nucléaires*, 2005 (confirmée en 2011)

3. CCSN, G-323, *Assurer la présence d'un nombre suffisant d'employés qualifiés aux installations nucléaires de catégorie I – Effectif minimal*, Ottawa, Canada, 2007

4. CCSN, RD-310, *Analyses de la sûreté pour les centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2008

5. CCSN, G-306, *Programme de gestion des accidents graves touchant les réacteurs nucléaires*, Ottawa, Canada, 2006

6. CSA, N290.15-F10, *Exigences relatives à l'enveloppe d'exploitation sûre des centrales nucléaires*, 2010

7. CCSN, S-294, *Études probabilistes de sûreté (EPS) pour les centrales nucléaires, Ottawa*, Canada, 2005

8. CSA, N290.13-F05 (C2010), *Qualification environnementale des équipements pour les centrales nucléaires CANDU*, publiée en 2005 (confirmée en 2010)

9. CSA, N293-F07 CONSOLIDÉ, *Protection contre l'incendie dans les centrales nucléaires CANDU*, 2007

10. CCSN, S-210, *Programmes d'entretien des centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2007

11. CCSN, S-98 révision 1, *Programmes de fiabilité pour les centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2005

12. CSA, N285.4-F09, *Inspection périodique des composants des centrales nucléaires CANDU*, 2009

13. CSA, N285.5-F08, Inspection périodique des composants de confinement des centrales nucléaires CANDU, 2008

14. CSA, N287.7-F08, *Exigences relatives à la mise à l'essai et à la vérification, en cours d'exploitation, des enceintes de confinement en béton des centrales nucléaires CANDU,* 2008

15. Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), INFCIRC/140, *Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires* (également appelé *Traité sur la non-prolifération* (TNP)), Vienne, Autriche, 1970

16. CCSN, RD-336, *Comptabilisation et déclaration des matières nucléaires*, Ottawa, Canada, 2010

17. Transport Canada, *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*, SOR/2001-286, Ottawa, Canada

18. CSA N288.1-08, *Guidelines for calculating derived release limits for radioactive material in airborne and liquid effluents for normal operation of nuclear facilities*, 2008

19. CCSN, RD-353, *Mise à l'épreuve des mesures d'urgence*, Ottawa, Canada, 2008

20. CSA, N285.0-F08/SÉRIE N285.6-F08, *Exigences générales relatives aux systèmes et composants sous pression des centrales nucléaires CANDU/Normes sur les matériaux des composants de réacteurs des centrales nucléaires CANDU,* 2008

21. National Board of Boiler Inspectors, B51, American Society of Mechanical Engineers (ASME) *Boiler and Pressure Vessel Code*, 2003

22. CCSN, CMD 12-M23.B, *Plan d'action de la CCSN : Leçons apprises sur l'incident survenu à Fukushima,* Ottawa, Canada, 2012

23. CCSN, CMD 2011-H-124, *Compte rendu des délibérations – Ontario Power Generation Inc. – Document d'information sur la portée de l'évaluation environnementale (portée du projet et de l'évaluation) pour la réfection et l'exploitation continue de la centrale nucléaire Darlington*, Ottawa, Canada, 2011, http://www.nuclearsafety.gc.ca/fr/commission/pdf/2011-10-28-Decision-OPG-CMD11-H124-EAScopingDarlington-f-final-Edocs3840916.pdf

24. CCSN, RD-360, *Prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires*, Ottawa, Canada, 2008

25. CSA, N288.4-10, *Environmental monitoring programs at Class I nuclear facilities and uranium mines and mills*, 2010

26. CCSN, INFO-0824, *Rapport du Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima*, Ottawa, Canada, 2011

27. CCSN, *Rapport du Comité consultatif externe sur la réponse de la Commission canadienne de sûreté nucléaire à l'accident nucléaire survenu au Japon en 2011*, Ottawa, Canada, 2012 http://www.nuclearsafety.gc.ca/fr/pdfs/japan-earthquake/April-2012-Final-Report-of-the-EAC_CNSC-Response-to-the-Japanese-Nuclear-Event_f.pdf

28. CCSN, *Groupe de travail sur Fukushima, Critères de l'examen de sûreté des centrales nucléaires, Ottawa, Canada*, 2011 http://www.nuclearsafety.gc.ca/fr/pdfs/japan-earthquake/Fukushima_Task_Force_-_NPP_Safety_Review_Criteria__-_French%20V3.pdf

29. CCSN, INFO-00825, *Réponse de la direction aux recommandations du Groupe de travail de la CCSN sur Fukushima*, Ottawa, Canada, 2011

30. Groupe des propriétaires de réacteurs CANDU (COG), COG-10-9205, *Safety and Licensing R&D Program 2010/2011 Operational Plan*, Toronto, Canada