

Canada Gazette

Part I



Gazette du Canada

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, JUNE 22, 2024

OTTAWA, LE SAMEDI 22 JUIN 2024

Notice to Readers

The *Canada Gazette* is published under the authority of the *Statutory Instruments Act*. It consists of three parts as described below:

- Part I Material required by federal statute or regulation to be published in the *Canada Gazette* other than items identified for Part II and Part III below — Published every Saturday
- Part II Statutory instruments (regulations) and other classes of statutory instruments and documents — Published January 3, 2024, and at least every second Wednesday thereafter
- Part III Public Acts of Parliament and their enactment proclamations — Published as soon as is reasonably practicable after royal assent

The two electronic versions of the *Canada Gazette* are available free of charge. A Portable Document Format (PDF) version of Part I, Part II and Part III as an official version since April 1, 2003, and a HyperText Mark-up Language (HTML) version of Part I and Part II as an alternate format are available on the [Canada Gazette website](#). The HTML version of the enacted laws published in Part III is available on the [Parliament of Canada website](#).

Requests for insertion should be directed to the Canada Gazette Directorate, Public Services and Procurement Canada, 350 Albert Street, 5th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0S5, 613-996-2495 (telephone), 613-991-3540 (fax).

Bilingual texts received as late as six working days before the requested Saturday's date of publication will, if time and other resources permit, be scheduled for publication that date.

For information regarding reproduction rights, please contact Public Services and Procurement Canada by email at Info.Gazette@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

Avis au lecteur

La *Gazette du Canada* est publiée conformément aux dispositions de la *Loi sur les textes réglementaires*. Elle est composée des trois parties suivantes :

- Partie I Textes devant être publiés dans la *Gazette du Canada* conformément aux exigences d'une loi fédérale ou d'un règlement fédéral et qui ne satisfont pas aux critères de la Partie II et de la Partie III — Publiée le samedi
- Partie II Textes réglementaires (règlements) et autres catégories de textes réglementaires et de documents — Publiée le 3 janvier 2024 et au moins tous les deux mercredis par la suite
- Partie III Lois d'intérêt public du Parlement et les proclamations énonçant leur entrée en vigueur — Publiée aussitôt que possible après la sanction royale

Les deux versions électroniques de la *Gazette du Canada* sont offertes gratuitement. Le format de document portable (PDF) de la Partie I, de la Partie II et de la Partie III à titre de version officielle depuis le 1^{er} avril 2003 et le format en langage hypertexte (HTML) de la Partie I et de la Partie II comme média substitut sont disponibles sur le [site Web de la Gazette du Canada](#). La version HTML des lois sanctionnées publiées dans la Partie III est disponible sur le [site Web du Parlement du Canada](#).

Les demandes d'insertion doivent être envoyées à la Direction de la Gazette du Canada, Services publics et Approvisionnement Canada, 350, rue Albert, 5^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0S5, 613-996-2495 (téléphone), 613-991-3540 (télécopieur).

Un texte bilingue reçu au plus tard six jours ouvrables avant la date de parution demandée paraîtra, le temps et autres ressources le permettant, le samedi visé.

Pour obtenir des renseignements sur les droits de reproduction, veuillez communiquer avec Services publics et Approvisionnement Canada par courriel à l'adresse Info.Gazette@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

TABLE OF CONTENTS

Government notices	1891
Appointment opportunities	1903
Parliament	
House of Commons	1908
Office of the Chief Electoral Officer	1908
Commissions	1909
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	1915
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Proposed regulations	1917
(including amendments to existing regulations)	
Index	2143

TABLE DES MATIÈRES

Avis du gouvernement	1891
Possibilités de nominations	1903
Parlement	
Chambre des communes	1908
Bureau du directeur général des élections ...	1908
Commissions	1909
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	1915
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Règlements projetés	1917
(y compris les modifications aux règlements existants)	
Index	2144

GOVERNMENT NOTICES

DEPARTMENT OF CITIZENSHIP AND IMMIGRATION

IMMIGRATION AND REFUGEE PROTECTION ACT

New Ministerial Instructions regarding the processing of certain work permit applications

Notice is hereby given under subsection 87.3(6) of the *Immigration and Refugee Protection Act* (the Act) that the Department of Citizenship and Immigration (the Department) has established the following Ministerial Instructions regarding the processing of certain work permit applications.

Overview

Authority for Ministerial Instructions is derived from section 87.3 of the Act. The Instructions are being issued to ensure that the processing of applications is conducted in a manner that, in the opinion of the Minister of Citizenship and Immigration (the Minister), will best support the attainment of the immigration goals established by the Government of Canada.

The Instructions are consistent with several objectives laid out in section 3 of the Act, specifically the objective to pursue the maximum social, cultural and economic benefits of immigration, through the continued maintenance of efficient procedures, consistency in decision-making, and integrity of the Canadian immigration system. These Instructions are instrumental to lowering flagpoling volumes at ports of entry (POE), the objective of which is to reduce border wait times and enable more effective customs and immigration examinations.

Instructions to refuse to process certain work permit applications

Instructions are directed to designated officers who are charged with handling and/or reviewing applications for work permits.

Officers are instructed not to process applications for work permits made by foreign nationals in accordance with section 198 of the *Immigration and Refugee Protection Regulations* (Regulations), if the application is described below:

- (a) the applicant is making the work permit application under section 200 of the Regulations on entry to Canada; and

AVIS DU GOUVERNEMENT

MINISTÈRE DE LA CITOYENNETÉ ET DE L'IMMIGRATION

LOI SUR L'IMMIGRATION ET LA PROTECTION DES RÉFUGIÉS

Nouvelles instructions ministérielles concernant le traitement de certaines demandes de permis de travail

Avis est donné par la présente, aux termes du paragraphe 87.3(6) de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés* (la Loi), que le ministère de la Citoyenneté et de l'Immigration (le Ministère) a établi les instructions ministérielles suivantes concernant le traitement de certaines demandes de permis de travail.

Aperçu

L'article 87.3 de la Loi confère le pouvoir associé aux instructions ministérielles. Les instructions sont publiées afin de garantir que le traitement des demandes se fait de la manière qui, selon le ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration (le ministre), est la plus susceptible de favoriser l'atteinte des objectifs fixés pour l'immigration par le gouvernement du Canada.

Les instructions concordent avec plusieurs objectifs indiqués à l'article 3 de la Loi, plus précisément celui de retirer de l'immigration le maximum d'avantages sociaux, culturels et économiques, grâce au maintien continu de procédures efficaces, de la cohérence du processus décisionnel et de l'intégrité du système d'immigration canadien. Ces instructions sont indispensables à la réduction du nombre de migrants qui font des allers-retours à la frontière aux points d'entrée (PDE), l'objectif étant de réduire le temps d'attente à la frontière et de permettre des examens des douanes et de l'immigration plus efficaces.

Instructions de refuser de traiter certaines demandes de permis de travail

Les présentes instructions s'adressent aux agents chargés de traiter ou d'examiner les demandes de permis de travail.

Les agents sont avisés de ne pas traiter les demandes de permis de travail présentées par des étrangers conformément à l'article 198 du *Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés* (le Règlement) si la demande est décrite ci-dessous :

- a) le demandeur présente la demande de permis de travail aux termes de l'article 200 du Règlement à son entrée au Canada;

(b) the work permit application referred to in (a) is for post-graduation work designated by the Minister under subparagraph 200(1)(c)(ii) of the Regulations.

Disposition of applications

Where new work permit applications are not processed pursuant to these Instructions, the applicant will be notified of the refusal to process, and the associated work permit processing fee will be returned.

Coming into effect

These Instructions take effect on the day on which they are published in the *Canada Gazette*, Part I.

June 12, 2024

The Hon. Marc Miller, P.C., M.P.
Minister of Citizenship and Immigration

DEPARTMENT OF TRANSPORT

CANADA SHIPPING ACT, 2001

Interim Order No. 2 Respecting the Discharge of Sewage and the Release of Greywater by Cruise Ships in Canadian Waters

Whereas the Minister of Transport believes that the annexed *Interim Order No. 2 Respecting the Discharge of Sewage and the Release of Greywater by Cruise Ships in Canadian Waters* is required to deal with a direct or indirect risk to marine safety or to the marine environment;

And whereas the provisions of the annexed Interim Order may be contained in a regulation made under paragraph 35(1)(e)^a, subsection 35.1(1)^b, paragraph 136(1)(f)^c and subsection 190(1)^d of the *Canada Shipping Act, 2001*^e;

b) la demande de permis de travail visée au point a) est présentée aux fins de travail postdiplôme désigné par le ministre aux termes du sous-alinéa 200(1)(c)(ii) du Règlement.

Rejet des demandes

Dans le cas où les nouvelles demandes de permis de travail ne sont pas traitées, conformément aux présentes instructions, le demandeur sera avisé du refus de traitement, et les frais liés au traitement de la demande de permis de travail lui seront remboursés.

Entrée en vigueur

Ces instructions entrent en vigueur à la date de leur publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Le 12 juin 2024

Le ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration
L'hon. Marc Miller, C.P., député

MINISTÈRE DES TRANSPORTS

LOI DE 2001 SUR LA MARINE MARCHANDE DU CANADA

Arrêté d'urgence no 2 relatif au rejet des eaux usées et à la libération des eaux grises par les navires de croisière dans les eaux canadiennes

Attendu que le ministre des Transports estime que l'*Arrêté d'urgence no 2 relatif au rejet des eaux usées et à la libération des eaux grises par les navires de croisière dans les eaux canadiennes*, ci-après, est nécessaire pour parer à un risque — direct ou indirect — à la sécurité maritime ou au milieu marin;

Attendu que les dispositions de cet arrêté d'urgence peuvent faire l'objet d'un règlement pris en vertu de l'alinéa 35(1)(e)^a, du paragraphe 35.1(1)^b, de l'alinéa 136(1)(f)^c et du paragraphe 190(1)^d de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*^e,

^a S.C. 2019, c. 1, s. 141

^b S.C. 2018, c. 27, s. 692

^c S.C. 2005, c. 29, s. 18

^d S.C. 2023, c. 26, s. 403

^e S.C. 2001, c. 26

^a L.C. 2019, ch. 1, art. 141

^b L.C. 2018, ch. 27, art. 692

^c L.C. 2005, ch. 29, art. 18

^d L.C. 2023, ch. 26, art. 403

^e L.C. 2001, ch. 26

Therefore, the Minister of Transport makes the annexed *Interim Order No. 2 Respecting the Discharge of Sewage and the Release of Greywater by Cruise Ships in Canadian Waters* under subsection 10.1(1)^f of the *Canada Shipping Act, 2001*^e.

Ottawa, June 5, 2024

Pablo Rodriguez
Minister of Transport

Interim Order No. 2 Respecting the Discharge of Sewage and the Release of Greywater by Cruise Ships in Canadian Waters

Interpretation

Definitions

1 (1) The following definitions apply in this Interim Order.

biochemical oxygen demand has the same meaning as in subsection 97(1) of the Regulations. (*demande biochimique en oxygène*)

cruise ship means any passenger vessel, other than a ferry vessel, whose passengers are scheduled to be on board for 24 hours or more and that is both

(a) certified to carry more than 100 persons, as indicated on the safety certificate for passenger vessels issued under the *Vessel Safety Certificates Regulations* or on an equivalent certificate issued by a foreign government; and

(b) equipped with berths or cabins for overnight travel by passengers. (*navire de croisière*)

fast ice has the same meaning as in section 12 of the *Arctic Shipping Safety and Pollution Prevention Regulations*. (*banquise côtière*)

ferry vessel means any vessel, having provision for deck passengers and vehicles, that is operated on a schedule between two points over the most direct water route and that offers a public service of a type normally attributed to a bridge or tunnel. (*transbordeur*)

À ces causes, le ministre des Transports, en vertu du paragraphe 10.1(1)^f de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*^e, prend l'*Arrêté d'urgence no 2 relatif au rejet des eaux usées et à la libération des eaux grises par les navires de croisière dans les eaux canadiennes*, ci-après.

Ottawa, le 5 juin 2024

Le ministre des Transports
Pablo Rodriguez

Arrêté d'urgence no 2 relatif au rejet des eaux usées et à la libération des eaux grises par les navires de croisière dans les eaux canadiennes

Définitions et interprétation

Définitions

1 (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent arrêté d'urgence.

banquise côtière S'entend au sens de l'article 12 du *Règlement sur la sécurité de la navigation et la prévention de la pollution dans l'Arctique*. (*fast ice*)

demande biochimique en oxygène S'entend au sens du paragraphe 97(1) du Règlement. (*biochemical oxygen demand*)

eaux grises S'entend au sens du paragraphe 131.1(1) du Règlement. (*greywater*)

matières solides en suspension S'entend au sens du paragraphe 97(1) du Règlement. (*suspended solids*)

navire de croisière Bâtiment à passagers, autre qu'un transbordeur, prévu pour que les passagers restent à bord pendant vingt-quatre heures ou plus et qui, à la fois :

a) est certifié pour transporter plus de cent personnes selon un certificat de sécurité pour bâtiment à passagers qui lui a été délivré en vertu du *Règlement sur les certificats de sécurité de bâtiment* ou selon un certificat équivalent qui lui a été délivré par un gouvernement étranger;

b) est équipé de couchettes ou de cabines pour les voyages avec nuitées des passagers. (*cruise ship*)

^e S.C. 2001, c. 26

^f S.C. 2018, c. 27, s. 690

^e L.C. 2001, ch. 26

^f L.C. 2018, ch. 27, art. 690

greywater has the same meaning as in subsection 131.1(1) of the Regulations. (*eaux grises*)

ice-shelf has the same meaning as in section 12 of the *Arctic Shipping Safety and Pollution Prevention Regulations*. (*plateau de glace*)

moderate rate has the same meaning as in subsection 96(5) of the Regulations. (*taux modéré*)

Regulations means the *Vessel Pollution and Dangerous Chemicals Regulations*. (*Règlement*)

suspended solids has the same meaning as in subsection 97(1) of the Regulations. (*matières solides en suspension*)

Interpretation

(2) Unless the context requires otherwise, all other words and expressions used in this Interim Order have the same meaning as in the Regulations.

Application

Canadian waters

2 (1) Subject to subsection (2), this Interim Order applies to cruise ships that are operating in Canadian waters.

Arctic waters

(2) Subsection 4(2) and sections 5 to 6 of this Interim Order do not apply to cruise ships when they are operating in arctic waters.

Prohibitions

Discharge of sewage

3 (1) A cruise ship and its authorized representative must not discharge sewage if the ship is three nautical miles or less from shore, an ice-shelf or fast ice.

Discharge at more than 3 to 12 nautical miles

(2) A cruise ship and its authorized representative must not discharge sewage if the ship is more than three but not more than 12 nautical miles from shore, an ice-shelf or fast ice unless

- (a) the discharge is passed through a marine sanitation device that meets the requirements of section 90 of the Regulations and the effluent has a fecal coliform count that is equal to or less than 14/100 mL;
- (b) the sewage does not contain any visible solids;
- (c) the discharge does not cause

plateau de glace S'entend au sens de l'article 12 du *Règlement sur la sécurité de la navigation et la prévention de la pollution dans l'Arctique*. (*ice-shelf*)

Règlement Le *Règlement sur la pollution par les bâtiments et sur les produits chimiques dangereux*. (*Regulations*)

taux modéré S'entend au sens du paragraphe 96(5) du *Règlement*. (*moderate rate*)

transbordeur Bâtiment aménagé pour le transport de passagers de pont et de véhicules qui est utilisé suivant un horaire entre deux points sur la voie d'eau la plus directe et qui offre un service public généralement assuré par un pont ou un tunnel. (*ferry vessel*)

Interprétation

(2) Sauf indication contraire du contexte, les autres termes utilisés dans le présent arrêté d'urgence s'entendent au sens du *Règlement*.

Champ d'application

Eaux canadiennes

2 (1) Sous réserve du paragraphe (2), le présent arrêté d'urgence s'applique aux navires de croisière qui sont exploités dans les eaux canadiennes.

Eaux arctiques

(2) Le paragraphe 4(2) et les articles 5 et 6 ne s'appliquent pas aux navires de croisière lorsqu'ils sont exploités dans les eaux arctiques.

Interdictions

Rejet des eaux usées

3 (1) Il est interdit à tout navire de croisière et à son représentant autorisé de rejeter des eaux usées si le navire se trouve à 3 milles marins ou moins de la rive, d'un plateau de glace ou d'une banquise côtière.

Rejet à plus de 3 et à au plus 12 milles marins

(2) Il est interdit à tout navire de croisière et à son représentant autorisé de rejeter des eaux usées si le navire se trouve à plus de 3 milles marins mais à au plus 12 milles marins de la rive, d'un plateau de glace ou d'une banquise côtière à moins que les exigences ci-après ne soient respectées :

- a) le rejet s'effectue à l'aide d'un appareil d'épuration marine qui est conforme aux exigences de l'article 90 du *Règlement* et l'effluent comporte un compte de coliformes fécaux égal ou inférieur à 14/100 ml;
- b) les eaux usées ne contiennent aucun solide visible;

- (i) a film or sheen to develop on the water,
- (ii) a discoloration of the water or its shorelines, or
- (iii) sewage sludge or an emulsion to be deposited beneath the surface of the water or on its shorelines;
- (d) the discharge is made as far as feasible from areas of ice concentration exceeding 1/10; and
- (e) in the case of a discharge made in arctic waters, it is made at a moderate rate while the cruise ship is en route at a speed of at least four knots.

Release of greywater

4 (1) A cruise ship and its authorized representative must not release greywater if the ship is three nautical miles or less from shore, an ice-shelf or fast ice.

Release at more than 3 to 12 nautical miles

(2) A cruise ship and its authorized representative must not release greywater if the ship is more than three but not more than 12 nautical miles from shore unless

- (a) the release is passed through a marine sanitation device that meets the requirements of section 90 of the Regulations and the effluent has a fecal coliform count that is equal to or less than 14/100 mL;
- (b) the release does not result in a deposit of solids in the water or leave a sheen on the water; and
- (c) the release does not cause a discoloration of the water or its shorelines or an emulsion to be deposited beneath the surface of the water or on its shorelines.

Exception

(3) Paragraph (2)(a) applies only to a cruise ship that, on the day this Interim Order takes effect, is equipped with an installation that allows for the treatment of greywater along with sewage using a marine sanitation device.

Exceptions

Geographical limitation

5 Subsections 3(1) and 4(1) do not apply to a cruise ship if

- (a) the distance between any shore is less than six nautical miles;
- (b) the cruise ship is not fitted with a holding tank that has an adequate volume, or holding tanks that have an adequate total volume, for the amount of sewage and

c) le rejet n'entraîne :

- (i) ni la formation d'une pellicule ou d'un lustre sur l'eau,
- (ii) ni une décoloration de l'eau ou de ses rives,
- (iii) ni le dépôt de boues d'épuration ou des émulsions sous la surface de l'eau ou sur ses rives;
- d)** le rejet s'effectue aussi loin que possible des zones où la concentration de glace est supérieure à 1/10;
- e)** dans le cas où le rejet s'effectue dans les eaux arctiques, il s'effectue à un taux modéré alors que le navire de croisière fait route à une vitesse d'au moins 4 nœuds.

Libération des eaux grises

4 (1) Il est interdit à tout navire de croisière et à son représentant autorisé de libérer des eaux grises si le navire se trouve à 3 milles marins ou moins de la rive, d'un plateau de glace ou d'une banquise côtière.

Libération à plus de 3 et à au plus 12 milles marins

(2) Il est interdit à tout navire de croisière et à son représentant autorisé de libérer des eaux grises si la navire se trouve à plus de 3 milles marins mais à au plus 12 milles marins de la rive à moins que les exigences ci-après ne soient respectées :

- a)** la libération s'effectue à l'aide d'un appareil d'épuration marine qui est conforme aux exigences de l'article 90 du Règlement et l'effluent comporte un compte de coliformes fécaux égal ou inférieur à 14/100 ml;
- b)** la libération n'entraîne ni le dépôt de solides dans l'eau ni la formation d'un lustre sur l'eau;
- c)** la libération n'entraîne ni une décoloration de l'eau ou de ses rives ni des émulsions sous la surface de l'eau ou sur ses rives.

Exception

(3) L'alinéa (2)a) ne s'applique qu'à un navire de croisière qui, au moment de la prise du présent arrêté d'urgence, est muni d'une installation permettant le traitement d'eaux grises avec les eaux usées à l'aide de l'appareil d'épuration marine.

Exceptions

Restriction géographique

5 Les paragraphes 3(1) et 4(1) ne s'appliquent pas au navire de croisière si, à la fois :

- a)** la distance entre toute rive est inférieure à 6 milles marins;
- b)** il n'est pas muni d'une citerne de retenue d'une capacité suffisante, ou de citernes de retenue d'une

greywater that could reasonably be expected to be produced during the ship's intended voyage;

(c) in the case of sewage, the requirements in subsection 3(2) are met; and

(d) in the case of greywater, the requirements in subsection 4(2) are met.

Lack of adequate reception facility

6 Subsections 3(1) and 4(1) do not apply to a cruise ship if there is no onshore reception facility that is available and adequate for the purpose of receiving sewage and greywater in an environmentally safe manner during the ship's intended voyage and

(a) in the case of sewage, the requirements in subsection 3(2) are met; and

(b) in the case of greywater, the requirements in subsection 4(2) are met.

Safety

7 This Interim Order does not apply in respect of a discharge of sewage or release of greywater that

(a) is necessary for the purpose of saving lives, securing the safety of a vessel or preventing the immediate loss of a vessel; or

(b) occurs as a result of an accident of navigation in which the cruise ship or its equipment is damaged, unless the accident occurs as a result of an action that is outside the ordinary practice of seafarers.

Reports

Discharge or release

8 (1) The authorized representative of a cruise ship must report the discharge or anticipated discharge of sewage or the release or anticipated release of greywater from the cruise ship if the discharge or release or anticipated discharge or anticipated release is authorized by section 7.

Report to marine safety inspector

(2) The representative must make the report to a marine safety inspector

(a) as soon as a discharge or release occurs or is anticipated; or

(b) as soon as feasible after a discharge or release occurs or is anticipated, if the representative is unable to make the report under paragraph (a) because they are involved in activities relating to

(i) saving lives,

capacité totale suffisante, pour la quantité d'eaux usées et d'eaux grises raisonnablement prévisibles au cours du voyage projeté;

c) dans le cas du rejet d'eaux usées, les exigences du paragraphe 3(2) sont respectées;

d) dans le cas de la libération des eaux grises, les exigences du paragraphe 4(2) sont respectées.

Zones dépourvues d'installations de réception

6 Les paragraphes 3(1) et 4(1) ne s'appliquent pas au navire de croisière si aucune installation de réception à terre n'est disponible et adéquate pour recevoir les eaux usées et les eaux grises de manière sécuritaire pour l'environnement lors du voyage projeté du navire et si :

a) dans le cas du rejet d'eaux usées, les exigences du paragraphe 3(2) sont respectées;

b) dans le cas de la libération d'eaux grises, les exigences du paragraphe 4(2) sont respectées.

Sécurité

7 Le présent arrêté d'urgence ne s'applique pas à l'égard du rejet d'eaux usées ou de la libération d'eaux grises qui, selon le cas :

a) est nécessaire pour sauvegarder la vie humaine, assurer la sécurité d'un bâtiment ou éviter sa perte immédiate;

b) se produit à la suite d'un accident maritime qui a endommagé le navire de croisière ou son équipement, à moins qu'il ne survienne à la suite d'une action qui ne s'inscrit pas dans la pratique ordinaire des marins.

Comptes rendus

Rejet ou libération

8 (1) Le représentant autorisé d'un navire de croisière rend compte de tout rejet d'eaux usées ou de toute libération d'eaux grises, ou risque de rejet ou de libération, par le navire de croisière si le rejet ou la libération, ou le risque de rejet ou de libération, sont autorisés par l'article 7.

Compte rendu à un inspecteur de sécurité maritime

(2) Il fait le compte rendu à un inspecteur de sécurité maritime :

a) dès que le rejet ou la libération se produit ou que le risque de rejet ou de libération est imminent;

b) dès que possible, à la suite du rejet ou de la libération ou après que le risque de rejet de libération est devenu imminent, s'il ne peut le faire conformément à l'alinéa a) parce qu'il prend part à des manœuvres visant, selon le cas :

(ii) securing the cruise ship's safety or preventing its immediate loss,

(iii) preventing or mitigating damage to the ship or its equipment, or

(iv) preventing or mitigating damage to the environment.

Record book

9 (1) The authorized representative of a cruise ship must ensure that the circumstances of and reasons for any discharge or release made in accordance with subsection 3(2) or 4(2), or authorized by any of sections 5 to 7, or any other accidental discharge or release, is recorded in English or French without delay in a record book.

Entries

(2) The representative must

(a) ensure that each entry that is recorded is signed by the officer in charge of the discharge or release; and

(b) sign each page of the record book after the page is completed.

Record-keeping

(3) The cruise ship must keep the record book on board for two years after the day on which the last entry was made.

Official log book

(4) The record book may be part of the cruise ship's official log book.

Operational Testing

Testing of effluent

10 (1) The authorized representative of a cruise ship that discharges sewage or releases greywater in accordance with subsections 3(2) or 4(2) must, if the Minister determines that it is necessary to do so in order to ascertain whether the effluent meets the specifications on the marine sanitation device's certificate of type approval, ensure that samples of the effluent are tested in accordance with the Standard Methods to determine each of the following that is relevant to those specifications:

- (a) the fecal coliform count of the samples;
- (b) the total suspended solids content of the samples;
- (c) the biochemical oxygen demand of the samples; and

(i) à sauvegarder des vies,

(ii) à assurer la sécurité du navire de croisière ou à éviter sa perte immédiate,

(iii) à éviter ou à atténuer les dommages au navire de croisière ou à son équipement,

(iv) à éviter ou à atténuer les dommages à l'environnement.

Registre

9 (1) Le représentant autorisé d'un navire de croisière veille à ce que les circonstances et les motifs de tout rejet ou de toute libération effectué conformément aux paragraphes 3(2) ou 4(2) ou autorisé par l'un des articles 5 à 7, ou de tout autre rejet ou libération accidentel, soient consignés sans délai, en anglais ou en français, dans un registre.

Mentions

(2) Le représentant autorisé doit, à la fois :

a) veiller à ce que chaque mention consignée dans le registre soit signée par l'officier responsable du rejet ou de la libération;

b) signer chaque page du registre lorsqu'elle est remplie.

Conservation du registre

(3) Le navire de croisière conserve à bord le registre pendant une période de deux ans suivant la date de la dernière mention.

Journal de bord réglementaire

(4) Le registre peut faire partie du journal de bord réglementaire du navire de croisière.

Essais de fonctionnement

Analyse de l'effluent

10 (1) Le représentant autorisé d'un navire de croisière qui rejette des eaux usées ou libère des eaux grises conformément aux paragraphes 3(2) ou 4(2) veille, lorsque le ministre établit qu'il est nécessaire de le faire pour savoir si l'effluent respecte les spécifications qui figurent sur le certificat d'approbation de type de l'appareil d'épuration marine, à ce que des échantillons de l'effluent soient analysés en conformité avec les Standard Methods pour établir pour chacun des échantillons, les éléments ci-après qui sont applicables en fonction de ces spécifications :

- a) le compte de coliformes fécaux;
- b) le total des matières solides en suspension;
- c) la demande biochimique en oxygène;

(d) in the case of chlorine used as a disinfectant, the total residual chlorine content of the samples.

Exception

(2) Subsection (1) does not apply if the device is fitted with instrumentation that indicates the performance of the device by providing an automatic continuous record while the device is in operation of

- (a)** the suspended matter;
- (b)** the residual disinfectant content, in the case of disinfection by chlorine; and
- (c)** the disinfection efficiency, in the case of disinfection by any other method.

Shipboard Documents

Certificates

11 A cruise ship must hold and keep on board

(a) an International Sewage Pollution Prevention Certificate in the form set out in the appendix to Annex IV to MARPOL, if the ship

(i) is a Canadian vessel and does not engage only on voyages in waters under Canadian jurisdiction, or

(ii) is entitled to fly the flag of a foreign state that is a party to Annex IV to MARPOL;

(b) a certificate of compliance certifying that the cruise ship meets the applicable requirements of Annex IV to MARPOL, if the cruise ship is entitled to fly the flag of a state that is not a party to that Annex; and

(c) a certificate of type approval for a marine sanitation device referred to in subsection 93(2) of the Regulations if the cruise ship is fitted with the device in order to meet the requirements of subsections 3(2) or 4(2).

Records

12 Every cruise ship must keep on board for two years after the day on which the last entry was made an English or French version of

- (a)** a record of the results of any tests required by subsection 10(1); or
- (b)** the records required by subsection 10(2).

d) s'il s'agit de chlore utilisé comme désinfectant, la quantité totale de chlore résiduel.

Exception

(2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas si l'appareil d'épuration marine est muni d'instruments qui indiquent son rendement au moyen d'un enregistrement continu et automatique des éléments ci-après, lorsqu'il fonctionne :

- a)** les matières solides en suspension;
- b)** les désinfectants résiduels, s'il s'agit d'une désinfection par chlore;
- c)** l'efficacité de la désinfection, s'il s'agit d'une désinfection par toute autre méthode.

Documents à bord

Certificats

11 Tout navire de croisière doit être titulaire des documents ci-après et les conserver à bord :

a) un certificat international de prévention de la pollution par les eaux usées selon le modèle figurant à l'appendice de l'Annexe IV de MARPOL :

(i) s'il s'agit d'un navire de croisière qui n'effectue pas exclusivement des voyages dans les eaux de compétence canadienne et qui est un bâtiment canadien,

(ii) s'il s'agit d'un navire de croisière qui est habilité à battre le pavillon d'un État étranger partie à l'Annexe IV de MARPOL;

b) un certificat de conformité attestant que le navire de croisière est conforme aux exigences applicables de l'Annexe IV de MARPOL, si celui-ci est habilité à battre le pavillon d'un État qui n'est pas partie à cette annexe;

c) dans le cas où le navire de croisière est muni d'un appareil d'épuration marine pour se conformer aux exigences des paragraphes 3(2) ou 4(2), un certificat d'approbation de type visé au paragraphe 93(2) du Règlement.

Relevés ou enregistrements

12 Tout navire de croisière conserve à bord pendant une période de deux ans suivant la date de la dernière mention, dans sa version française ou anglaise :

- a)** soit un relevé contenant les résultats de toute analyse exigée par le paragraphe 10(1);
- b)** soit les enregistrements exigés par le paragraphe 10(2).

Coming into Force

June 10, 2024

13 This Interim Order comes into force on June 10, 2024.

DEPARTMENT OF TRANSPORT

PILOTAGE ACT

Interim Order No. 3 Respecting the Belledune Compulsory Pilotage Area

Whereas the Minister of Transport believes that the annexed *Interim Order No. 3 Respecting the Belledune Compulsory Pilotage Area* is required to deal with an urgent issue related to the provision of pilotage services that poses a significant risk to safety, human health or the environment;

And whereas the provisions of the annexed Interim Order may be contained in a regulation made under the *Pilotage Act*^a;

Therefore, the Minister of Transport makes the annexed *Interim Order No. 3 Respecting the Belledune Compulsory Pilotage Area* under subsection 52.2(1)^b of the *Pilotage Act*^a.

Ottawa, June 4, 2024

Pablo Rodriguez
Minister of Transport

Interim Order No. 3 Respecting the Belledune Compulsory Pilotage Area

Definition of *Regulations*

1 In this Interim Order, **Regulations** means the *General Pilotage Regulations*.

Compulsory pilotage area

2 The area consisting of all the navigable waters within an arc having a radius of two nautical miles measured from the breakwater light at Latitude 47°54.8'00" N., Longitude 65°50.3'00" W. is deemed to be described in Schedule 2 to the Regulations as the Belledune compulsory pilotage area within the Atlantic Pilotage Authority's region.

^a R.S., c. P-14

^b S.C. 2019, c. 29, s. 256

Entrée en vigueur

10 juin 2024

13 Le présent arrêté d'urgence entre en vigueur le 10 juin 2024.

MINISTÈRE DES TRANSPORTS

LOI SUR LE PILOTAGE

Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire de Belledune

Attendu que le ministre des Transports estime que l'*Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire de Belledune*, ci-après, est nécessaire pour répondre à une situation d'urgence en rapport avec la prestation de services de pilotage qui présente un risque significatif pour la sécurité, la santé humaine ou l'environnement;

Attendu que l'arrêté d'urgence ci-après peut comporter les mêmes dispositions qu'un règlement pris en vertu de la *Loi sur le pilotage*^a,

À ces causes, en vertu du paragraphe 52.2(1)^b de la *Loi sur le pilotage*^a, le ministre des Transports prend l'*Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire de Belledune*, ci-après.

Ottawa, le 4 juin 2024

Le ministre des Transports
Pablo Rodriguez

Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire de Belledune

Définition de *Règlement*

1 Dans le présent arrêté d'urgence, **Règlement** s'entend du *Règlement général sur le pilotage*.

Zone de pilotage obligatoire

2 La zone qui comprend toutes les eaux navigables en deçà d'un arc ayant un rayon de deux milles marins tracé à partir du feu du brise-lames situé par 47°54,8'00" de latitude N. et 65°50,3'00" de longitude O. est réputée être décrite à l'annexe 2 du Règlement comme zone de pilotage obligatoire de Belledune dans la région de l'Administration de pilotage de l'Atlantique.

^a L.R., ch. P-14

^b L.C. 2019, ch. 29, art. 256

Experience at sea — pilotage certificate

3 An applicant for a pilotage certificate for the Belledune compulsory pilotage area does not have to meet the additional experience at sea qualifications set out in subsection 22.22(1) of the Regulations if, within the two-year period immediately before the date of the application, they have successfully completed a familiarization program that is established by the Atlantic Pilotage Authority and provides an equivalent degree of experience.

Repeal

4 The *Interim Order No. 2 Respecting the Belledune Compulsory Pilotage Area, made on June 7, 2023*, is repealed.

DEPARTMENT OF TRANSPORT**PILOTAGE ACT***Interim Order No. 3 Respecting the Sheet Harbour Compulsory Pilotage Area*

Whereas the Minister of Transport believes that the annexed *Interim Order No. 3 Respecting the Sheet Harbour Compulsory Pilotage Area* is required to deal with an urgent issue related to the provision of pilotage services that poses a significant risk to safety, human health or the environment;

And whereas the provisions of the annexed Interim Order may be contained in a regulation made under the *Pilotage Act*^a;

Therefore, the Minister of Transport makes the annexed *Interim Order No. 3 Respecting the Sheet Harbour Compulsory Pilotage Area* under subsection 52.2(1)^b of the *Pilotage Act*^a.

Ottawa, June 4, 2024

Pablo Rodriguez
Minister of Transport

Interim Order No. 3 Respecting the Sheet Harbour Compulsory Pilotage Area**Definition of Regulations**

1 In this Interim Order, **Regulations** means the *General Pilotage Regulations*.

États de service en mer — certificat de pilotage

3 Le demandeur d'un certificat de pilotage pour la zone de pilotage obligatoire de Belledune n'est pas tenu de remplir les conditions supplémentaires relatives aux états de services en mer prévues au paragraphe 22.22(1) du Règlement s'il a terminé avec succès, au cours de la période de deux ans précédant la date de sa demande, un programme de familiarisation qui est établi par l'Administration de pilotage de l'Atlantique et qui offre un niveau d'expérience équivalent.

Abrogation

4 L'*Arrêté d'urgence n° 2 sur la zone de pilotage obligatoire de Belledune, pris le 7 juin 2023*, est abrogé.

MINISTÈRE DES TRANSPORTS**LOI SUR LE PILOTAGE***Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet*

Attendu que le ministre des Transports estime que l'*Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet*, ci-après, est nécessaire pour répondre à une situation d'urgence en rapport avec la prestation de services de pilotage qui présente un risque significatif pour la sécurité, la santé humaine ou l'environnement;

Attendu que l'arrêté d'urgence ci-après peut comporter les mêmes dispositions qu'un règlement pris en vertu de la *Loi sur le pilotage*^a,

À ces causes, en vertu du paragraphe 52.2(1)^b de la *Loi sur le pilotage*^a, le ministre des Transports prend l'*Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet*, ci-après.

Ottawa, le 4 juin 2024

Le ministre des Transports
Pablo Rodriguez

Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet**Définition de Règlement**

1 Dans le présent arrêté d'urgence, **Règlement** s'entend du *Règlement général sur le pilotage*.

^a R.S., c. P-14

^b S.C. 2019, c. 29, s. 256

^a L.R., ch. P-14

^b L.C. 2019, ch. 29, art. 256

Compulsory pilotage area

2 The area consisting of all the navigable waters within a line drawn from a position at Latitude 44°50.75'00" N., Longitude 62°32.2'00" W., to Guilford Rock, thence to a position at Latitude 44°45.6'00" N., Longitude 62°29.5'00" W., thence to Western Shagroost Island, thence to Fishery Island, and thence to a position at Latitude 44°51.35'00" N., Longitude 62°28.25'00" W. is deemed to be described in Schedule 2 to the Regulations as the Sheet Harbour compulsory pilotage area within the Atlantic Pilotage Authority's region.

Ships subject to compulsory pilotage

3 (1) Despite subsection 22.3(1) of the Regulations, only the following ships and classes of ships are subject to compulsory pilotage within the Sheet Harbour compulsory pilotage area:

- (a) ships of 170 m or more in length;
- (b) tankers; and
- (c) liquid natural gas carriers.

Ships not subject to compulsory pilotage

(2) However, the ships and classes of ships referred to in paragraphs 22.3(2)(a) to (f) of the Regulations are not subject to compulsory pilotage within the Sheet Harbour compulsory pilotage area.

Exception

(3) A ship referred to in paragraph 22.3(2)(b), (c), (d), (e) or (f) of the Regulations is subject to compulsory pilotage within the Sheet Harbour compulsory pilotage area if the Atlantic Pilotage Authority determines that the ship poses a risk to safe navigation for any of the following reasons:

- (a) the seaworthiness of the ship;
- (b) unusual conditions on board the ship;
- (c) operations being conducted by the ship; or
- (d) weather conditions, tides, currents or ice.

Experience at sea — pilotage certificate

4 An applicant for a pilotage certificate for the Sheet Harbour compulsory pilotage area does not have to meet the additional experience at sea qualifications set out in subsection 22.22(1) of the Regulations if, within the two-year period immediately before the date of the application, they have successfully completed a familiarization program that is established by the Atlantic Pilotage Authority and provides an equivalent degree of experience.

Zone de pilotage obligatoire

2 La zone qui comprend toutes les eaux navigables situées en deçà d'une ligne tirée à partir d'un point situé par 44°50,75'00" de latitude N. et 62°32,2'00" de longitude O. jusqu'au rocher Guilford, de là, jusqu'à un point situé par 44°45,6'00" de latitude N. et 62°29,5'00" de longitude O., de là, jusqu'à l'île Western Shagroost, de là, jusqu'à l'île Fishery, et de là, jusqu'à un point situé par 44°51,35'00" de latitude N. et 62°28,25'00" de longitude O. est réputée être décrite à l'annexe 2 du Règlement comme zone de pilotage obligatoire du havre Sheet dans la région de l'Administration de pilotage de l'Atlantique.

Navires assujettis au pilotage obligatoire

3 (1) Malgré le paragraphe 22.3(1) du Règlement, seuls les navires et catégories de navires ci-après sont assujettis au pilotage obligatoire dans la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet :

- a) les navires d'une longueur d'au moins 170 m;
- b) les navires-citernes;
- c) les méthaniers.

Navires non assujettis au pilotage obligatoire

(2) Toutefois, les navires et catégories de navires visés aux alinéas 22.3(2)a) à f) du Règlement ne sont pas assujettis au pilotage obligatoire dans la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet.

Exception

(3) Tout navire visé aux alinéas 22.3(2)b), c), d), e) ou f) du Règlement est assujetti au pilotage obligatoire dans la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet si l'Administration de pilotage de l'Atlantique établit qu'il pose un risque pour la sécurité de la navigation en raison, selon le cas :

- a) de sa navigabilité;
- b) des conditions inhabituelles à son bord;
- c) des opérations qu'il exécute;
- d) des conditions météorologiques, des marées, des courants ou de l'état des glaces.

États de service en mer — certificat de pilotage

4 Le demandeur d'un certificat de pilotage pour la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet n'est pas tenu de remplir les conditions supplémentaires relatives aux états de services en mer prévues au paragraphe 22.22(1) du Règlement s'il a terminé avec succès, au cours de la période de deux ans précédant la date de sa demande, un programme de familiarisation qui est établi par l'Administration de pilotage de l'Atlantique et qui offre un niveau d'expérience équivalent.

Repeal

5 The Interim Order No. 2 Respecting the Sheet Harbour Compulsory Pilotage Area, made on June 7, 2023, is repealed.

**INNOVATION, SCIENCE AND ECONOMIC
DEVELOPMENT CANADA**
RADIOCOMMUNICATION ACT

Notice No. DGSO-002-24 — Release of CPC-3-24-01, Issue 2

The intent of this notice is to announce Innovation, Science and Economic Development Canada's (ISED) upcoming release of [Client Procedures Circular CPC 3-24-01 — Administrative Monetary Penalties \(AMPs\) Under the Radiocommunication Act — Guidance to Stakeholders](#), Issue 2. Issue 2 replaces Issue 1 of the document, dated April 2015.

CPC 3-24-01 explains to Canadians how AMPs are used by ISED to encourage compliance with the regulatory requirements of the *Radiocommunication Act*. The document also provides guidance to stakeholders on responding to an AMP.

CPC 3-24-01, Issue 2, will take effect on September 2, 2024, and be published in the [official publications section](#) of the Spectrum Management and Telecommunications website.

Obtaining copies

All ISED publications related to spectrum management and telecommunications are available on the [Spectrum Management and Telecommunications website](#).

June 22, 2024

Luc Delorme

Senior Director
Spectrum Management Operations Branch

**INNOVATION, SCIENCE AND ECONOMIC
DEVELOPMENT CANADA**
RADIOCOMMUNICATION ACT

Notice No. SPB-004-24 — Decision on the Licensing Process for Existing Licensees in the 24 and 38 GHz Bands and Considerations Related to the mmWave Auction

The intent of this notice is to announce the release of the document entitled SPB-004-24, [Decision on the Licensing](#)

Abrogation

5 L'Arrêté d'urgence n° 2 sur la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet, pris le 7 juin 2023, est abrogé.

**INNOVATION, SCIENCES ET DÉVELOPPEMENT
ÉCONOMIQUE CANADA**
LOI SUR LA RADIOCOMMUNICATION

Avis n° DGSO-002-24 — Publication de la CPC-3-24-01, 2^e édition

Le présent avis vise à annoncer la publication à venir, par Innovation, Sciences et Développement économique Canada (ISDE), de la 2^e édition de la [circulaire des procédures concernant les clients CPC 3-24-01 — Sanctions administratives pécuniaires \(SAP\) en vertu de la Loi sur la radiocommunication — Directives à l'intention des intervenants](#). Celle-ci remplacera la première édition du document, qui date d'avril 2015.

La CPC 3-24-01 explique aux Canadiens comment ISDE utilise les SAP pour encourager la conformité aux exigences réglementaires de la *Loi sur la radiocommunication*. Le document comprend également des directives pour les intervenants en ce qui a trait à la réponse aux SAP.

La CPC 3-24-01, 2^e édition, entrera en vigueur le 2 septembre 2024 et sera publiée dans la [section des publications officielles](#) du site Web de Gestion du spectre et télécommunications.

Obtenir des copies

Tous les documents d'ISDE relatifs à la gestion du spectre et aux télécommunications sont disponibles sur le [site Web de Gestion du spectre et télécommunications](#).

Le 22 juin 2024

Le directeur principal

Direction générale des opérations de gestion du spectre

Luc Delorme
**INNOVATION, SCIENCES ET DÉVELOPPEMENT
ÉCONOMIQUE CANADA**
LOI SUR LA RADIOCOMMUNICATION

Avis n° SPB-004-24 — Décision portant sur le processus de délivrance de licences visant les titulaires de licence existants qui exploitent les bandes de 24 et de 38 GHz, et sur les considérations touchant la mise aux enchères du spectre des ondes millimétriques

Le présent avis a pour objet d'annoncer le processus de consultation intitulé SPB-004-24, [Décision portant sur le](#)

Process for Existing Licensees in the 24 and 38 GHz Bands and Considerations Related to the mmWave Auction, which sets out Innovation, Science and Economic Development Canada's (ISED) decisions to renew eligible spectrum licences in the 24.25-24.45 GHz and 25.05-25.25 GHz (24 GHz) frequency bands and 38 GHz spectrum licences (37.6-40.0 GHz). The decision also details preliminary considerations for a future repurposing of the lower 26 GHz band as well as additional considerations related to the ongoing *Consultation on a Policy and Licensing Framework for Spectrum in the 26, 28 and 38 GHz Bands*.

This document is the result of the consultation process undertaken in SPB-002-23, *Consultation on the Licence Renewal Process for the 24 GHz and 38 GHz Bands and Preliminary Consultation on Changes to the 24.25-26.5 GHz Band*.

Obtaining copies

Copies of this notice and of documents referred to herein are available electronically on ISED's [Spectrum Management and Telecommunications website](#).

Official versions of notices can be viewed on the [Canada Gazette website](#).

June 22, 2024

Chantal Davis

Senior Director
Spectrum Policy Branch

PRIVY COUNCIL OFFICE

Appointment opportunities

We know that our country is stronger — and our government more effective — when decision-makers reflect Canada's diversity. The Government of Canada has implemented an appointment process that is transparent and merit-based, strives for gender parity, and ensures that Indigenous peoples and minority groups are properly represented in positions of leadership. We continue to search for Canadians who reflect the values that we all embrace: inclusion, honesty, fiscal prudence, and generosity of spirit. Together, we will build a government as diverse as Canada.

We are equally committed to providing a healthy workplace that supports one's dignity, self-esteem and the ability to work to one's full potential. With this in mind,

processus de délivrance de licences visant les titulaires de licence existants qui exploitent les bandes de 24 et de 38 GHz, et sur les considérations touchant la mise aux enchères du spectre des ondes millimétriques, qui énonce les décisions d'Innovation, Sciences et Développement économique Canada (ISDE) visant à renouveler les licences de spectre admissibles dans les bandes de fréquences de 24,25 à 24,45 GHz et de 25,05 à 25,25 GHz (24 GHz) et les licences de spectre de 38 GHz (37,6 à 40,0 GHz). La décision détaille également les considérations préliminaires pour une réattribution future de la bande inférieure de 26 GHz ainsi que des considérations supplémentaires liées à la *Consultation sur un cadre politique et de délivrance de licences concernant le spectre dans les bandes de 26, 28 et 38 GHz*.

Le présent document est le résultat du processus de consultation amorcé par l'avis SPB-002-23, *Consultation sur le processus de renouvellement des licences pour l'exploitation des bandes de 24 GHz et de 38 GHz, et consultation préliminaire sur les modifications à apporter à la bande de 24,25 à 26,5 GHz*.

Obtention de copies

Le présent avis ainsi que les documents cités sont affichés sur le [site Web de Gestion du spectre et télécommunications](#) d'ISDE.

On peut consulter la version officielle des avis sur le [site Web de la Gazette du Canada](#).

Le 22 juin 2024

La directrice principale

Direction générale de la politique du spectre

Chantal Davis

BUREAU DU CONSEIL PRIVÉ

Possibilités de nominations

Nous savons que notre pays est plus fort et notre gouvernement plus efficace lorsque les décideurs reflètent la diversité du Canada. Le gouvernement du Canada a mis en œuvre un processus de nomination transparent et fondé sur le mérite qui reflète son engagement à assurer la parité entre les sexes et une représentation adéquate des Autochtones et des groupes minoritaires dans les postes de direction. Nous continuons de rechercher des Canadiens qui incarnent les valeurs qui nous sont chères : l'inclusion, l'honnêteté, la prudence financière et la générosité d'esprit. Ensemble, nous créerons un gouvernement aussi diversifié que le Canada.

Nous nous engageons également à offrir un milieu de travail sain qui favorise la dignité et l'estime de soi des personnes et leur capacité à réaliser leur plein potentiel

all appointees will be expected to take steps to promote and maintain a healthy, respectful and harassment-free work environment.

The Government of Canada is currently seeking applications from diverse and talented Canadians from across the country who are interested in the following positions.

Current opportunities

The following opportunities for appointments to Governor in Council positions are currently open for applications. Every opportunity is open for a minimum of two weeks from the date of posting on the [Governor in Council appointments website](#).

Governor in Council appointment opportunities

Position	Organization	Closing date
Director	Bank of Canada	
Director	Canada Foundation for Sustainable Development Technology	
Director	Canada Infrastructure Bank	
Director	Canada Lands Company Limited	
Director	Canadian Air Transport Security Authority	
Director	Canadian Commercial Corporation	
Member	Canadian Institutes of Health Research	
President	Canadian Institutes of Health Research	
Chairperson	Canadian Museum for Human Rights	
President	Canadian Nuclear Safety Commission	
Director	Canadian Race Relations Foundation	

au travail. Dans cette optique, toutes les personnes nommées devront prendre des mesures pour promouvoir et maintenir un environnement de travail sain, respectueux et exempt de harcèlement.

Le gouvernement du Canada sollicite actuellement des candidatures auprès de divers Canadiens talentueux provenant de partout au pays qui manifestent un intérêt pour les postes suivants.

Possibilités d'emploi actuelles

Les possibilités de nominations des postes pourvus par décret suivantes sont actuellement ouvertes aux demandes. Chaque possibilité est ouverte aux demandes pour un minimum de deux semaines à compter de la date de la publication sur le [site Web des nominations par le gouverneur en conseil](#).

Possibilités de nominations par le gouverneur en conseil

Poste	Organisation	Date de clôture
Administrateur	Banque du Canada	
Administrateur	Fondation du Canada pour l'appui technologique au développement durable	
Administrateur	Banque de l'infrastructure du Canada	
Administrateur	Société immobilière du Canada Limitée	
Administrateur	Administration canadienne de la sûreté du transport aérien	
Administrateur	Corporation commerciale canadienne	
Membre	Instituts de recherche en santé du Canada	
Président	Instituts de recherche en santé du Canada	
Président	Musée canadien des droits de la personne	
Président	Commission canadienne de sûreté nucléaire	
Administrateur	Fondation canadienne des relations raciales	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Director	Canadian Tourism Commission		Administrateur	Commission canadienne du tourisme	
Chairperson	Canadian Transportation Accident Investigation and Safety Board		Président	Bureau canadien d'enquête sur les accidents de transport et de la sécurité des transports	
Member	Copyright Board		Commissaire	Commission du droit d'auteur	
Director	Defence Construction (1951) Limited		Administrateur	Construction de défense (1951) Limitée	
Executive Head	Employment Insurance Board of Appeal		Chef principal	Conseil d'appel en assurance-emploi	
Member	Employment Insurance Board of Appeal	September 19, 2024	Membre	Conseil d'appel en assurance-emploi	Le 19 septembre 2024
Regional Coordinator	Employment Insurance Board of Appeal	September 19, 2024	Coordonnateur régional	Conseil d'appel en assurance-emploi	Le 19 septembre 2024
Director	Export Development Canada		Administrateur	Exportation et développement Canada	
President	Export Development Canada		Président	Exportation et développement Canada	
Commissioner	Financial Consumer Agency of Canada		Commissaire	Agence de la consommation en matière financière du Canada	
Commissioner	First Nations Tax Commission		Commissaire	Commission de la fiscalité des premières nations	
Director (Federal)	Halifax Port Authority		Administrateur (Fédéral)	Administration portuaire de Halifax	
Deputy Chairperson and Member, Refugee Appeal Division	Immigration and Refugee Board		Vice-président et commissaire, Section d'appel des réfugiés	Commission de l'immigration et du statut de réfugié	
Member	Independent Advisory Board on Eligibility for Journalism Tax Measures		Membre	Comité consultatif indépendant sur l'admissibilité aux mesures fiscales relatives au journalisme	
Vice-Chairperson	Independent Advisory Board on Eligibility for Journalism Tax Measures		Vice-président	Comité consultatif indépendant sur l'admissibilité aux mesures fiscales relatives au journalisme	
Chairperson	Laurentian Pilotage Authority		Président	Administration de pilotage des Laurentides	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Commissioner	Law Commission of Canada		Commissaire	Commission du droit du Canada	
Parliamentary Librarian	Library of Parliament		Bibliothécaire parlementaire	Bibliothèque du Parlement	
Chairperson	National Advisory Council on Poverty		Président	Conseil consultatif national sur la pauvreté	
Member (Children's Issues)	National Advisory Council on Poverty		Membre (Questions relatives aux enfants)	Conseil consultatif national sur la pauvreté	
Member	National Arts Centre Corporation		Membre	Société du Centre national des Arts	
Chairperson	National Seniors Council		Président	Conseil national des aînés	
Member	National Seniors Council		Membre	Conseil national des aînés	
Member	Natural Sciences and Engineering Research Council		Conseiller	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie	
Member	Net-Zero Advisory Body		Membre	Groupe consultatif pour la carboneutralité	
Canadian Representative	North Atlantic Salmon Conservation Organization		Représentant canadien	Organisation pour la conservation du saumon de l'Atlantique nord	
Director of Public Prosecutions	Office of the Director of Public Prosecutions		Directeur des poursuites pénales	Bureau du directeur des poursuites pénales	
Senate Ethics Officer	Office of the Senate Ethics Officer		Conseiller sénatorial en éthique	Bureau du conseiller sénatorial en éthique	
Administrator	Ship-source Oil Pollution Fund and Fund for Railway Accidents Involving Designated Goods		Administrateur	Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires et Caisse d'indemnisation pour les accidents ferroviaires impliquant des marchandises désignées	
Chief Statistician	Statistics Canada		Statisticien en chef	Statistique Canada	
Chairperson	VIA Rail Canada Inc.		Président	VIA Rail Canada Inc.	

SUPREME COURT OF CANADA

SUPREME COURT ACT

Commencement of sessions

Pursuant to section 32 of the *Supreme Court Act*, notice is hereby given that the upcoming three sessions of the Supreme Court of Canada, for the purpose of hearing and determining appeals in 2024 and 2025, shall commence on the following days:

Fall Session 2024

The Fall Session of the Supreme Court of Canada shall begin on Monday, October 7, 2024.

Winter Session 2025

The Winter Session of the Supreme Court of Canada shall begin on Monday, January 13, 2025.

Spring Session 2025

The Spring Session of the Supreme Court of Canada shall begin on Monday, April 14, 2025.

June 3, 2024

Chantal Carbonneau

Registrar

COUR SUPRÊME DU CANADA

LOI SUR LA COUR SUPRÊME

Début des sessions

En vertu de l'article 32 de la *Loi sur la Cour suprême*, avis est par les présentes donné que les trois prochaines sessions de la Cour suprême du Canada consacrées aux appels en 2024 et 2025 commenceront aux dates suivantes :

La session d'automne 2024

La session d'automne de la Cour suprême du Canada commencera le lundi 7 octobre 2024.

La session d'hiver 2025

La session d'hiver de la Cour suprême du Canada commencera le lundi 13 janvier 2025.

La session de printemps 2025

La session de printemps de la Cour suprême du Canada commencera le lundi 14 avril 2025.

Le 3 juin 2024

La registraire

Chantal Carbonneau

PARLIAMENT

HOUSE OF COMMONS

First Session, 44th Parliament

PRIVATE BILLS

[Standing Order 130](#) respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on November 20, 2021.

For further information, contact the Private Members' Business Office, House of Commons, West Block, Room 314-C, Ottawa, Ontario K1A 0A6, 613-992-9511.

Eric Janse

Clerk of the House of Commons

OFFICE OF THE CHIEF ELECTORAL OFFICER

CANADA ELECTIONS ACT

Determination of number of electors

Notice is hereby given that the above-mentioned notice was published as [Extra Vol. 158, No. 6](#), on Monday, June 17, 2024.

PARLEMENT

CHAMBRE DES COMMUNES

Première session, 44^e législature

PROJETS DE LOI D'INTÉRÊT PRIVÉ

L'[article 130](#) du Règlement relatif aux avis de demande de projets de loi d'intérêt privé a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* du 20 novembre 2021.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec le Bureau des affaires émanant des députés à l'adresse suivante : Chambre des communes, Édifice de l'Ouest, pièce 314-C, Ottawa (Ontario) K1A 0A6, 613-992-9511.

Le greffier de la Chambre des communes

Eric Janse

BUREAU DU DIRECTEUR GÉNÉRAL DES ÉLECTIONS

LOI ÉLECTORALE DU CANADA

Établissement du nombre d'électeurs

Avis est par les présentes donné que l'avis susmentionné a été publié dans l'[édition spéciale vol. 158, n° 6](#), le lundi 17 juin 2024.

COMMISSIONS

CANADA ENERGY REGULATOR

APPLICATION TO EXPORT ELECTRICITY TO THE UNITED STATES

Manitoba Hydro

By an application dated June 21, 2024, Manitoba Hydro (the Applicant) has applied to the Canada Energy Regulator (the CER) under Division 2 of Part 7 of the *Canadian Energy Regulator Act* (the Act) for authorization to export power and energy to Minnkota Power Cooperative, Inc. of the United States as a border accommodation. The export will be for a period of five years, from January 1, 2025, to December 31, 2029, for up to 3 000 kW of power and 26 352 MWh of firm energy annually.

The Commission of the Canada Energy Regulator (the Commission) wishes to obtain the views of interested parties on this application before issuing a permit or recommending to the Governor in Council that the application be designated for a licensing procedure. The Directions on Procedure that follow explain in detail the procedure that will be used.

1. The Applicant shall provide a copy of the application by email to any person who requests one by emailing aupenner@hydro.mb.ca. The application is also publicly available on the [CER website](#).
2. Written submissions that any interested party wishes to present shall be filed online with the CER in care of the Secretary of the Commission, and emailed to the Applicant, by July 22, 2024.
3. Pursuant to subsection 359(2) of the Act, the Commission is interested in the views of submitters with respect to
 - (a) the effect of the exportation of the electricity on provinces other than that from which the electricity is to be exported; and
 - (b) whether the Applicant has
 - (i) informed those who have declared an interest in buying electricity for consumption in Canada of the quantities and classes of service available for sale; and
 - (ii) given an opportunity to buy electricity on conditions as favourable as the conditions specified in the application to those who, within a reasonable time after being so informed, demonstrate an intention to buy electricity for consumption in Canada.
4. Any answer to submissions that the Applicant wishes to present in response to items 2 and 3 of this Notice of

COMMISSIONS

RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA

DEMANDE VISANT L'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS

Manitoba Hydro

Le 21 juin 2024, Manitoba Hydro (le demandeur) a présenté une demande à la Régie de l'énergie du Canada (la Régie), en vertu de la section 2 de la partie 7 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (la Loi), dans le but d'obtenir l'autorisation d'exporter de l'électricité et de l'énergie à Minnkota Power Cooperative, Inc., aux États-Unis, à titre de service frontalier. L'exportation aura lieu sur cinq ans, du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2029, et totalisera un maximum de 3 000 kW d'électricité et de 26 352 MWh d'énergie garantie par année.

La Commission de la Régie de l'énergie du Canada (la Commission) aimerait connaître le point de vue des parties intéressées avant de délivrer un permis ou de recommander à la gouverneure en conseil de soumettre la demande à la procédure d'obtention de licence. Les instructions relatives à la procédure énoncées ci-après exposent en détail la démarche qui sera suivie.

1. Le demandeur doit transmettre une copie de la demande par courriel à toute personne qui manifeste son intérêt en écrivant à aupenner@hydro.mb.ca. La demande peut également être consultée sur le [site Web de la Régie](#).
2. Les observations écrites des parties intéressées doivent être déposées en ligne auprès de la Régie aux soins de la secrétaire de la Commission et transmises par courriel au demandeur au plus tard le 22 juillet 2024.
3. Suivant le paragraphe 359(2) de la LRCE, la Commission considérera les points de vue des déposants sur les questions suivantes :
 - a) les conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice;
 - b) le fait que le demandeur
 - (i) a informé quiconque s'est montré intéressé par l'achat de l'électricité pour consommation au Canada des quantités et des catégories de services offerts,
 - (ii) a donné la possibilité d'acheter de l'électricité à des conditions aussi favorables que celles indiquées dans la demande, à ceux qui ont, dans un délai raisonnable suivant la communication de ce fait, manifesté l'intention d'acheter de l'électricité pour consommation au Canada.
4. Toute réponse du demandeur aux observations concernant les points 2 et 3 du présent avis de demande et

Application and Directions on Procedure shall be filed with the CER in care of the Secretary of the Commission and emailed to the party that filed the submission by August 6, 2024.

5. For further information on the procedures governing the Commission's examination, contact the Secretary of the Commission at 403-292-4800 (telephone).

The Canada Energy Regulator is dedicated to the safety and well-being of its staff, Indigenous communities, the public, and all those with whom it works closely. For information on how the CER is continuing its regulatory oversight during the COVID-19 pandemic, please refer to the [CER COVID-19 response page](#).

The CER's preferred filing method is online through its [e-filing tool](#), which provides step-by-step instructions. If you are unable to file documents online, you may send them by email to secretary@cer-rec.gc.ca.

Ramona Sladic

Secretary of the Commission of the Canada Energy Regulator

CANADA REVENUE AGENCY

INCOME TAX ACT

Revocation of registration of a charity

The following notice of proposed revocation was sent to the charity listed below for failure to meet the parts of the *Income Tax Act* as listed in this notice:

“Notice is hereby given, pursuant to paragraphs 168(1)(b), 168(1)(d) and 168(1)(e) of the *Income Tax Act*, of our intention to revoke the registration of the charity listed below and that by virtue of paragraph 168(2)(b) thereof, the revocation of registration will be effective on the date of publication of this notice in the *Canada Gazette*.”

instructions relatives à la procédure doit être déposée auprès de la Régie aux soins de la secrétaire de la Commission et envoyée par courriel à la partie qui a soumis les observations au plus tard le 6 août 2024.

5. Pour de plus amples renseignements sur la procédure d'examen de la Commission, veuillez communiquer avec la secrétaire de la Commission par téléphone au 403-292-4800.

La Régie de l'énergie du Canada a à cœur la sécurité et le bien-être de son personnel, des communautés autochtones, du public et de tous ceux avec qui elle collabore. Pour de l'information sur la façon dont la Régie poursuit ses activités de surveillance réglementaire pendant la pandémie de COVID-19, veuillez consulter la [page sur la réponse de la Régie à la pandémie de COVID-19](#).

La Régie privilégie la méthode de dépôt en ligne à partir de son [outil de dépôt électronique](#), qui comprend des instructions détaillées. S'il vous est impossible de faire un dépôt de cette manière, veuillez envoyer vos documents par courriel à l'adresse secretaire@rec-cer.gc.ca.

La secrétaire de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada

Ramona Sladic

AGENCE DU REVENU DU CANADA

LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU

Révocation de l'enregistrement d'un organisme de bienfaisance

L'avis d'intention de révocation suivant a été envoyé à l'organisme de bienfaisance indiqué ci-après parce qu'il n'a pas respecté les parties de la *Loi de l'impôt sur le revenu* tel qu'il est indiqué ci-dessous :

« Avis est donné par la présente, conformément aux alinéas 168(1)b), 168(1)d) et 168(1)e) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, de notre intention de révoquer l'enregistrement de l'organisme de bienfaisance mentionné ci-dessous en vertu de l'alinéa 168(2)b) de cette loi, la révocation de l'enregistrement entrera en vigueur à la date de publication du présent avis dans la *Gazette du Canada*. »

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
850838301RR0001	ENGELKING FOUNDATION, EDMONTON, ALTA.

Sharmila Khare

Director General
Charities Directorate

La directrice générale
Direction des organismes de bienfaisance

Sharmila Khare

CANADA REVENUE AGENCY**INCOME TAX ACT***Revocation of registration of a charity*

The following notice of proposed revocation was sent to the charity listed below for failure to meet the parts of the *Income Tax Act* as listed in this notice:

“Notice is hereby given, pursuant to paragraphs 168(1)(b), 168(1)(c) and 168(1)(e) of the *Income Tax Act*, that I propose to revoke the registration of the charity listed below and that by virtue of paragraph 168(2)(b) thereof, the revocation of registration is effective on the date of publication of this notice in the *Canada Gazette*.”

AGENCE DU REVENU DU CANADA**LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU***Révocation de l'enregistrement d'un organisme de bienfaisance*

L'avis d'intention de révocation suivant a été envoyé à l'organisme de bienfaisance indiqué ci-après parce qu'il n'a pas respecté les parties de la *Loi de l'impôt sur le revenu* tel qu'il est indiqué ci-dessous :

« Avis est donné par la présente, conformément aux alinéas 168(1)b), 168(1)c) et 168(1)e) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, de l'intention de révoquer l'enregistrement de l'organisme de bienfaisance mentionné ci-dessous en vertu de l'alinéa 168(2)b) de cette loi, la révocation de l'enregistrement entrera en vigueur à la date de publication du présent avis dans la *Gazette du Canada*. »

Business number Numéro d'entreprise	Name / Nom Address / Adresse
--	---------------------------------

857763577RR0001	SOCIÉTÉ QUÉBÉCOISE DE LA TRISOMIE-21, TERREBONNE (QC)
-----------------	---

Sharmila Khare

Director General
Charities Directorate

La directrice générale

Direction des organismes de bienfaisance
Sharmila Khare

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL**INQUIRY***Beacon, secondary surveillance radar (SSR) radar equipment, except airborne*

The Canadian International Trade Tribunal has received a complaint (File PR-2024-017) from SPX Aids to Navigation LLC (SPX) of New Hampshire, United States of America, concerning a procurement (Solicitation F7047-231214/A) made by the Department of Public Works and Government Services (PWGSC) on behalf of the Department of Fisheries and Oceans. The solicitation was for the supply of rotating beacons, arctic rotating beacons, omnidirectional beacons and self-contained LED lanterns to authorized users. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is given that the Tribunal made a decision on June 7, 2024, to conduct an inquiry into the complaint.

SPX alleges irregularities in the procurement process, including that PWGSC failed to make available to potential suppliers all information necessary to permit them to

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR**ENQUÊTE***Balise, radar de veille secondaire (RVS) équipement radar, sauf aéronefs*

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a reçu une plainte (dossier PR-2024-017) déposée par SPX Aids to Navigation LLC (SPX), de New Hampshire (États-Unis d'Amérique), concernant un marché (appel d'offres F7047-231214/A) passé par le ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux (TPSGC) au nom du ministère des Pêches et des Océans. L'appel d'offres portait sur la fourniture de balises tournantes, de balises tournantes arctiques, de balises omnidirectionnelles et de lanternes autonomes à DEL aux utilisateurs autorisés. Conformément au paragraphe 30.13(2) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur* et au paragraphe 7(2) du *Règlement sur les enquêtes du Tribunal canadien du commerce extérieur sur les marchés publics*, avis est donné que le Tribunal a décidé, le 7 juin 2024, d'enquêter sur la plainte.

SPX allègue des irrégularités dans la procédure de passation du marché public, notamment que TPSGC n'a pas mis à la disposition des fournisseurs potentiels tous les

meaningfully and fairly participate in the procurement process.

Further information may be obtained from the Registry, 613-993-3595 (telephone), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, June 7, 2024

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

INQUIRY

Cloud-based services

The Canadian International Trade Tribunal has received a complaint (File PR-2024-019) from Oracle Canada ULC (Oracle), of Mississauga, Ontario, concerning a procurement (Solicitation CS-IAAS-2024) made by Shared Services Canada (SSC). The solicitation is for the provision of cloud-based infrastructure as a service and native platform as a service. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is given that the Tribunal made a decision on June 6, 2024, to conduct an inquiry into the complaint.

Oracle alleges that SSC arbitrarily restricts how bidders may demonstrate that they meet mandatory criterion M1.

Further information may be obtained from the Registry, 613-993-3595 (telephone), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, June 6, 2024

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

INQUIRY

Geographic information system software

The Canadian International Trade Tribunal has received a complaint (File PR-2024-014) from C-CORE, of St. John's, Newfoundland and Labrador, concerning a procurement (Solicitation 5000072834B) made by the Department of Natural Resources (NRCan). The solicitation was for geospatial web harvester development and operations. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is given that the Tribunal made a decision on May 27, 2024, to conduct an inquiry into the complaint.

renseignements nécessaires pour leur permettre de participer de manière significative et équitable à la procédure de passation du marché public.

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec le greffe, 613-993-3595 (téléphone), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 7 juin 2024

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

ENQUÊTE

Services infonuagiques

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a reçu une plainte (dossier PR-2024-019) déposée par Oracle Canada ULC (Oracle), de Mississauga (Ontario), concernant un marché (appel d'offres CS-IAAS-2024) passé par Services partagés Canada (SPC). L'appel d'offres porte sur la fourniture d'infrastructure en tant que service et de plateforme en tant que service d'infonuagique. Conformément au paragraphe 30.13(2) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur* et au paragraphe 7(2) du *Règlement sur les enquêtes du Tribunal canadien du commerce extérieur sur les marchés publics*, avis est donné que le Tribunal a décidé, le 6 juin 2024, d'enquêter sur la plainte.

Oracle allègue que SPC restreint de façon arbitraire la manière dont les soumissionnaires peuvent démontrer qu'ils se conforment au critère obligatoire O1.

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec le greffe, 613-993-3595 (téléphone), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 6 juin 2024

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

ENQUÊTE

Logiciel de système d'information géographique

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a reçu une plainte (dossier PR-2024-014) déposée par C-CORE, de St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador), concernant un marché (appel d'offres 5000072834B) passé par le ministère des Ressources naturelles (RNCan). L'appel d'offres portait sur le développement et l'exploitation d'un outil de récolte de services Web géospatiaux. Conformément au paragraphe 30.13(2) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur* et au paragraphe 7(2) du *Règlement sur les enquêtes du Tribunal canadien du commerce extérieur sur les marchés publics*, avis est donné que le Tribunal a décidé, le 27 mai 2024, d'enquêter sur la plainte.

C-CORE alleges that NRCan applied undisclosed criteria in disqualifying its bid.

Further information may be obtained from the Registry, 613-993-3595 (telephone), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, May 27, 2024

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

INQUIRY

Rental of freight aircraft with operator

The Canadian International Trade Tribunal has received a complaint (File PR-2024-016) from Great Lakes Maskwa Aviation General Partner Corp. (GLMAC), of Sault Ste. Marie, Ontario, concerning a procurement (Solicitation WS3753315787) made by the Department of Public Works and Government Services (PWGSC). The solicitation was for air charter services. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is given that the Tribunal made a decision on June 10, 2024, to conduct an inquiry into the complaint.

GLMAC alleges that PWGSC erroneously rejected its bid.

Further information may be obtained from the Registry, 613-993-3595 (telephone), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, June 10, 2024

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

INQUIRY

Video and photo production services

The Canadian International Trade Tribunal has received a complaint (File PR-2024-018) from Dave Stewart, of Squamish, British Columbia, concerning a procurement (Solicitation DC-2023-CD-08) made by the Canadian Tourism Commission (CTC) for video and photo production services. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is given that the Tribunal made a decision on June 12, 2024, to conduct an inquiry into the complaint.

Dave Stewart alleges that the evaluation methodology was unfair.

C-CORE allègue que RNCan a appliqué des critères non divulgués pour disqualifier sa soumission.

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec le greffe, 613-993-3595 (téléphone), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 27 mai 2024

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

ENQUÊTE

Location d'un aéronef de fret avec opérateur

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a reçu une plainte (dossier PR-2024-016) déposée par Great Lakes Maskwa Aviation General Partner Corp. (GLMAC), de Sault Ste. Marie (Ontario), concernant un marché (appel d'offres WS3753315787) passé par le ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux (TPSGC). L'appel d'offres portait sur des services d'affrètement aérien. Conformément au paragraphe 30.13(2) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur* et au paragraphe 7(2) du *Règlement sur les enquêtes du Tribunal canadien du commerce extérieur sur les marchés publics*, avis est donné que le Tribunal a décidé, le 10 juin 2024, d'enquêter sur la plainte.

GLMAC allègue que TPSGC a rejeté sa soumission à tort.

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec le greffe, 613-993-3595 (téléphone), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 10 juin 2024

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

ENQUÊTE

Services de production photo et vidéo

Le Tribunal canadien du commerce extérieur a reçu une plainte (dossier PR-2024-018) déposée par Dave Stewart, de Squamish (Colombie-Britannique), concernant un marché (appel d'offres DC-2023-CD-08) passé par la Commission canadienne du tourisme pour des services de production photo et vidéo. Conformément au paragraphe 30.13(2) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur* et au paragraphe 7(2) du *Règlement sur les enquêtes du Tribunal canadien du commerce extérieur sur les marchés publics*, avis est donné que le Tribunal a décidé, le 12 juin 2024, d'enquêter sur la plainte.

Dave Stewart allègue que la méthode d'évaluation était injuste.

Further information may be obtained from the Registry, 613-993-3595 (telephone), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, June 12, 2024

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec le greffe, 613-993-3595 (téléphone), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 12 juin 2024

MISCELLANEOUS NOTICES**ALLIANZ LIFE INSURANCE COMPANY OF NORTH AMERICA****RELEASE OF ASSETS**

Pursuant to section 651 of the *Insurance Companies Act* (Canada) [the “Act”], notice is hereby given that Allianz Life Insurance Company of North America (“Allianz”) intends to apply to the Superintendent of Financial Institutions (Canada) on or after July 15, 2024, for an order authorizing the release of the assets that it maintains in Canada in accordance with the Act.

Any policyholder or creditor in respect of Allianz’s insurance business in Canada opposing that release is invited to file an opposition by mail to the Office of the Superintendent of Financial Institutions (Canada), Regulatory Affairs Directorate, 255 Albert Street, Ottawa, Ontario K1A 0H2, or by email at approvals-approbations@osfi-bsif.gc.ca, on or before July 15, 2024.

June 1, 2024

Allianz Life Insurance Company of North America

MD LIFE INSURANCE COMPANY**SCOTIA LIFE INSURANCE COMPANY****LETTERS PATENT OF AMALGAMATION**

Notice is hereby given, pursuant to the provisions of section 250 of the *Insurance Companies Act* (Canada), that MD Life Insurance Company and Scotia Life Insurance Company (together, the “Applicants”) intend to make a joint application to the Minister of Finance, on or after July 1, 2024, for letters patent of amalgamation continuing the Applicants as one company under the name “MD Life Insurance Company” in English and “Société d’Assurance Vie MD” in French. The head office of the amalgamated company would be located in Toronto, Ontario.

The effective date of the proposed amalgamation would be November 1, 2024, or any other date fixed by the letters patent of amalgamation.

Note: The publication of this notice should not be construed as evidence that letters patent will be issued. The granting of the letters patent will be dependent upon the normal *Insurance Companies Act* (Canada) application

AVIS DIVERS**LA COMPAGNIE D’ASSURANCE-VIE ALLIANZ D’AMÉRIQUE DU NORD****LIBÉRATION DE L’ACTIF**

Conformément à l’article 651 de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada) [la « Loi »], avis est par les présentes donné que la Compagnie d’assurance-vie Allianz d’Amérique du Nord (“Allianz”) a l’intention de faire une demande auprès du surintendant des institutions financières (Canada), le 15 juillet 2024 ou après cette date, afin de libérer l’actif qu’elle maintient au Canada conformément à la Loi.

Tout créancier ou souscripteur visé par les opérations d’assurance au Canada de Allianz qui s’oppose à cette libération est invité à faire acte d’opposition auprès de la Direction des affaires réglementaires du Bureau du surintendant des institutions financières (Canada), soit par la poste au 255, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0H2, soit par courriel à l’adresse approvals-approbations@osfi-bsif.gc.ca, au plus tard le 15 juillet 2024.

Le 1^{er} juin 2024

La Compagnie d’assurance-vie Allianz d’Amérique du Nord

SOCIÉTÉ D’ASSURANCE VIE MD**SCOTIA-VIE, COMPAGNIE D’ASSURANCE****LETTRES PATENTES DE FUSION**

Avis est par les présentes donné, en vertu des dispositions de l’article 250 de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada), que Société d’Assurance Vie MD et Scotia-Vie, compagnie d’assurance (ensemble, les « requérants ») entendent faire une demande conjointe à la ministre des Finances, le 1^{er} juillet 2024 ou après cette date, pour obtenir des lettres patentes de fusion leur permettant de poursuivre leurs activités en tant que société unique sous le nom anglais « MD Life Insurance Company » et le nom français « Société d’Assurance Vie MD ». Le siège social de la société fusionnée sera situé à Toronto, en Ontario.

La date d’entrée en vigueur de la fusion proposée est le 1^{er} novembre 2024 ou toute autre date fixée par les lettres patentes de fusion.

Remarque : La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une attestation de la délivrance de lettres patentes. La délivrance des lettres patentes est tributaire du processus normal d’examen des demandes

review process and the discretion of the Minister of Finance.

June 8, 2024

MD Life Insurance Company

Scotia Life Insurance Company

prévu par la *Loi sur les sociétés d'assurances* (Canada) et de la décision de la ministre des Finances.

Le 8 juin 2024

Société d'Assurance Vie MD

Scotia-Vie, compagnie d'assurance

PROPOSED REGULATIONS

Table of contents

Natural Resources, Dept. of

Regulations Amending the Energy Efficiency
Regulations, 2016 (Amendment 18)..... 1918

Transport, Dept. of

Regulations Amending and Repealing
Certain Regulations Made Under
the Canada Shipping Act, 2001
(Environmental Response)..... 2064

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Table des matières

Ressources naturelles, min. des

Règlement modifiant le Règlement de 2016
sur l'efficacité énergétique
(modification 18)..... 1918

Transports, min. des

Règlement modifiant et abrogeant certains
règlements pris en vertu de la Loi
de 2001 sur la marine marchande du
Canada (intervention environnementale)... 2064

Regulations Amending the Energy Efficiency Regulations, 2016 (Amendment 18)

Statutory authority
Energy Efficiency Act

Sponsoring department
Department of Natural Resources

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Canada's building sector (including homes, commercial and institutional buildings) and industrial sector are a significant contributor to Canada's total energy consumption and greenhouse gas emissions. Regulating the energy use of products is one of many tools available to the Government to reduce energy consumption and support the goal of net-zero emissions by 2050. This is often achieved by harmonizing regulatory requirements with our principal North American trading partner (the United States), and at this time, there are unnecessary regulatory differences across jurisdictions, which can hinder cross-border trade and investment and ultimately impose a cost on citizens, businesses, and economies. In this context, regulatory actions are necessary for some energy-using products to keep pace with changes that have taken place in the United States. Also, adjustments in the Regulations are necessary to adapt quickly and maintain harmonization with changes that take place in the United States and address regulated parties' requests to maintain harmonization with the United States in a timely matter. Finally, some products require going further than the United States on energy efficiency standards to drive more significant energy savings and assist with the Government's goal to reduce GHG emissions and achieve net-zero by 2050.

Description: This Amendment would add or update energy efficiency and testing standards for several newly and currently regulated energy-using products to harmonize with the United States. Also, this

Règlement modifiant le Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique (modification 18)

Fondement législatif
Loi sur l'efficacité énergétique

Ministère responsable
Ministère des Ressources naturelles

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Le présent résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Enjeux : Le secteur du bâtiment (y compris les habitations, les bâtiments commerciaux et institutionnels) et le secteur industriel du Canada contribuent de manière significative à la consommation totale d'énergie et aux émissions de gaz à effet de serre du pays. La réglementation de la consommation d'énergie des matériels est l'un des nombreux outils dont dispose le gouvernement pour réduire la consommation d'énergie et soutenir l'objectif de carboneutralité d'ici 2050. Cet objectif est souvent atteint en harmonisant les exigences réglementaires avec notre principal partenaire commercial nord-américain (les États-Unis). À l'heure actuelle, il existe des différences réglementaires inutiles entre les instances, qui peuvent entraver le commerce et les investissements transfrontaliers et, en fin de compte, imposer un coût aux citoyens, aux entreprises et aux économies. Dans ce contexte, des mesures réglementaires sont nécessaires pour certains matériels consommateurs d'énergie, afin de suivre le rythme des changements intervenus aux États-Unis. En outre, des ajustements du règlement sont nécessaires pour s'adapter rapidement et maintenir l'harmonisation avec les changements ayant lieu aux États-Unis et pour répondre aux demandes des parties réglementées de maintenir l'harmonisation avec les États-Unis en temps opportun. Enfin, certains matériels nécessitent d'aller plus loin que les États-Unis en matière de normes d'efficacité énergétique, afin de réaliser des économies d'énergie plus importantes et de contribuer à l'objectif du gouvernement de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050.

Description : Cette modification ajouterait ou mettrait à jour des normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai pour plusieurs matériels consommateurs d'énergie nouvellement ou actuellement réglementés, afin de

Amendment would expand the use of ambulatory incorporation by reference (to U.S. standards or NRCan technical standards documents), as well as position NRCan to exercise Ministerial Regulations for more energy-using products to adjust quickly to changes and maintain harmonization in the future, where appropriate. Furthermore, the Amendment would include transitional provisions for specific products during which regulated parties would have the opportunity, on a voluntary basis, to comply more quickly with the new requirements (voluntary early compliance). Finally, the Amendment would introduce more stringent energy efficiency standards than in the United States for some products to assist with achieving net-zero by 2050.

Rationale: The Amendment would benefit Canadians by reducing energy consumption and resulting greenhouse gas emissions of products used in homes, commercial and institutional buildings, and industries. Homeowners, businesses, institutions, and industries would benefit from reduced energy costs associated with the use of more efficient technologies.

Throughout the development of the Amendment, stakeholders were provided several opportunities to comment on the changes being considered. Overall, although regulated parties are generally supportive of the Amendment and recognize its potential benefit for consumers, utility programs, and climate change, some product-specific concerns have been expressed.

The present value of the net benefits of the Amendment is estimated to be about \$51 billion by 2050, with total benefits exceeding total costs by a ratio of more than 9:1. By 2050, the present value of benefits and costs from the Amendment is estimated to be about \$57 billion and \$6.2 billion, respectively. On an annualized average basis, this equates to benefits and costs of about \$2.9 billion and \$306 million, respectively. The Amendment is estimated to result in a total annual reduction of energy consumption in Canada of about 58 petajoules and 3.3 megatonnes of greenhouse gas emission reductions in 2050; and total cumulative energy consumption and greenhouse gas emission reductions of approximately 1152 petajoules and 65 megatonnes of carbon dioxide equivalent by 2050.

les harmoniser avec les États-Unis. En outre, cette modification élargirait l'utilisation de l'incorporation par renvoi dynamique (aux normes états-uniennes ou aux documents de normes techniques de RNCAN) et permettrait à RNCAN d'exercer des règlements ministériels pour un plus grand nombre de matériels consommateurs d'énergie, afin de s'adapter rapidement aux changements et de maintenir l'harmonisation à l'avenir, le cas échéant. En outre, cette modification comprendrait des dispositions transitoires pour des matériels particuliers, pendant lesquelles les parties réglementées auraient la possibilité, sur une base volontaire, de se conformer plus rapidement aux nouvelles exigences (conformité anticipée volontaire). Enfin, cette modification introduirait des normes d'efficacité énergétique plus strictes qu'aux États-Unis pour certains matériels, afin d'aider à atteindre l'objectif de carboneutralité d'ici 2050.

Justification : Cette modification profiterait à la population canadienne en réduisant la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre des matériels utilisés dans les habitations, les bâtiments commerciaux et institutionnels, et les industries. Les propriétaires, les entreprises, les établissements institutionnels et les industries bénéficieraient d'une réduction des coûts énergétiques liée à l'utilisation de technologies plus efficaces.

Tout au long de l'élaboration de cette modification, les parties prenantes ont eu plusieurs occasions de commenter les changements envisagés. Dans l'ensemble, bien que les parties réglementées soient généralement favorables à la modification et reconnaissent ses avantages potentiels pour les consommateurs, les programmes des services publics et la lutte contre les changements climatiques, certaines préoccupations propres aux matériels ont été exprimées.

La valeur actuelle des avantages nets de la modification est estimée à environ 51 milliards de dollars d'ici 2050; les avantages totaux dépassant les coûts totaux selon un ratio de plus de 9:1. D'ici 2050, la valeur actuelle des avantages et des coûts liés à la modification est estimée respectivement à environ 57 milliards de dollars et 6,2 milliards de dollars. Sur une base moyenne annualisée, cela équivaut à des avantages et des coûts respectivement d'environ 2,9 milliards de dollars et 306 millions de dollars. On estime que cette modification entraînera une réduction annuelle totale de la consommation d'énergie au Canada d'environ 58 pétajoules et une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 3,3 mégatonnes en 2050, ainsi qu'une réduction cumulative totale de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre d'environ 1 152 pétajoules et 65 mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone d'ici 2050.

The quantified benefits have been calculated as the sum of the energy savings and the benefits of reductions in greenhouse gas emissions over the service life of products shipped by 2050. The quantified costs include incremental technology costs to meet the more stringent standards, and administrative and compliance costs for businesses and the government.

If Canada does not amend the Regulations, select requirements would unintentionally be misaligned with key testing standards from the United States, which could impact cross-border trade, would require companies to test differently for Canada, and ultimately increase costs for citizens, businesses, and economies. In addition, in the absence of a regulatory approach, a market for low-efficiency products would continue.

Les avantages quantifiés ont été calculés comme la somme des économies d'énergie et des avantages liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre sur la durée de vie des matériels expédiés d'ici 2050. Les coûts quantifiés comprennent les coûts technologiques supplémentaires pour satisfaire aux normes plus strictes, ainsi que les coûts administratifs et de mise en conformité pour les entreprises et les administrations publiques.

Si le Canada ne modifie pas le règlement, certaines exigences seraient involontairement mal harmonisées avec les principales normes de mise à l'essai des États-Unis; ce qui pourrait avoir une incidence sur le commerce transfrontalier, obligerait les entreprises à procéder à des essais différents pour le Canada et, en fin de compte, augmenterait les coûts pour les citoyens, les entreprises et les économies. En outre, en l'absence d'une approche réglementaire, le marché des matériels à faible rendement se maintiendrait.

Issues

Canada's building sector (including homes and commercial and institutional buildings) and industrial sector are a significant contributor to Canada's total energy consumption and GHG emissions. The levels of GHG emissions in the building sector are largely determined by the energy-using products used. Products that combust fossil fuels to generate heat can lead to direct carbon dioxide emissions at the site, while products that consume electricity can contribute to GHG emissions at the point of electricity generation. For instance, in 2021, the building sector and industrial sector accounted for over 17% and 41% of national GHG emissions respectively according to data from Natural Resources Canada's (NRCan) [Comprehensive Energy Use Database](#) and from Environment and Climate Change Canada's [National Inventory Report: Greenhouse Gas Sources and Sinks In Canada](#) (where the numbers include electricity-related emissions).

Regulating the energy use of products is one of many tools available to the Government to reduce energy consumption, ensure a competitive, more sustainable and resilient economy, and support the goal of [net-zero emissions by 2050](#). This is often achieved by harmonizing regulatory requirements with our principal North American trading partner (the United States), and at this time, there are unnecessary differences across jurisdictions on energy efficiency or testing standards of products which can hinder cross-border trade and investment and ultimately impose a cost on citizens, businesses, and economies. For example, divergence in testing standards for energy-using

Enjeux

Le secteur du bâtiment (y compris les habitations et les bâtiments commerciaux et institutionnels) et le secteur industriel du Canada contribuent de manière significative à la consommation totale d'énergie et aux émissions de gaz à effet de serre du pays. Les niveaux d'émissions de GES dans le secteur du bâtiment sont largement déterminés par les produits consommateurs d'énergie utilisés. Les matériels qui brûlent des combustibles fossiles pour produire de la chaleur peuvent entraîner des émissions directes de dioxyde de carbone sur le site, tandis que les matériels qui consomment de l'électricité peuvent contribuer aux émissions de GES au point de production de l'électricité. Par exemple, en 2021, le secteur du bâtiment et le secteur industriel représentaient respectivement plus de 17 % et 41 % des émissions nationales de GES, selon les données de la [Base de données complète sur la consommation d'énergie](#) de Ressources naturelles Canada (RNCAN) et du [Rapport d'inventaire national : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada](#) (dans lequel les chiffres incluent les émissions liées à l'électricité) d'Environnement et Changement climatique Canada.

La réglementation de la consommation d'énergie des matériels est l'un des nombreux outils dont dispose le gouvernement pour réduire la consommation d'énergie, favoriser une économie compétitive, plus durable et plus résistante et soutenir l'objectif de [carbonneutralité d'ici 2050](#). Cela passe souvent par l'harmonisation des exigences réglementaires avec notre principal partenaire commercial nord-américain (les États-Unis) et, à l'heure actuelle, il existe des différences inutiles entre les instances en ce qui concerne l'efficacité énergétique ou les normes de mise à l'essai des matériels; ce qui peut entraver les échanges et les investissements transfrontaliers et, en fin de compte,

products may impose extra costs on industries, compelling them to conduct redundant tests for the same product model to meet both Canadian and U.S. requirements. This scenario could result in reduced product availability and increased costs for Canadians. Furthermore, variations in energy efficiency standards might lead to more inefficient products in the Canadian market, translating to diminished energy savings for the country.

In this context, regulatory actions are necessary at this time for some energy-using products to keep pace with changes that have taken place in the United States. In addition, other products require going further than the United States on energy efficiency standards to drive more significant energy savings and assist with the Government's goal to reduce GHG emissions and achieve net-zero by 2050, where it is technically and economically feasible and appropriate.

Finally, regulated parties have requested that harmonization with the United States be maintained more effectively, necessitating adjustments in the Regulations to adapt quickly and maintain harmonization with changes that take place in the United States.

Background

In 1992, Parliament passed Canada's *Energy Efficiency Act* (the Act). The Act provides for the making and enforcement of regulations for energy-using products, which are imported or shipped inter-provincially for the purpose of sale or lease by a dealer, to meet prescribed energy efficiency standards.

A "dealer" is defined under the Act as a person engaged in the business of (a) manufacturing energy-using products in Canada, (b) importing energy-using products into Canada, or (c) selling or leasing energy-using products obtained directly or indirectly from a person engaged in a business described in paragraph (a) or (b) or an agent thereof.

The *Energy Efficiency Regulations*, which came into force in 1995 to reduce energy consumption in Canada, continue to be after numerous amendments a key tool to contribute to a competitive, sustainable, and resilient economy, and to reduce energy consumption and accelerate action to fight climate change through reducing greenhouse gas (GHG) emissions.

NRCan equipment-focussed programs are part of a larger ecosystem of programs designed to improve the energy

imposer un coût aux citoyens, aux entreprises et à l'économie. Par exemple, la divergence des normes de mise à l'essai pour les matériels consommateurs d'énergie peut imposer des coûts supplémentaires aux industries, en les obligeant à effectuer des essais redondants pour le même modèle de matériel afin de satisfaire aux exigences canadiennes et états-uniennes. Ce scénario pourrait entraîner une réduction de la disponibilité de matériels et une augmentation des coûts pour la population canadienne. En outre, les variations des normes d'efficacité énergétique pourraient conduire à des matériels moins efficaces sur le marché canadien; ce qui se traduirait par de moindres économies d'énergie pour le pays.

Dans ce contexte, des mesures réglementaires sont actuellement nécessaires pour certains matériels consommateurs d'énergie, afin de suivre le rythme des changements ayant eu lieu aux États-Unis. En outre, d'autres matériels exigent d'aller plus loin que les États-Unis en matière de normes d'efficacité énergétique, afin de réaliser des économies d'énergie plus importantes et de contribuer à l'objectif gouvernemental de réduire les émissions de GES et de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050, lorsque cela est techniquement et économiquement faisable et approprié.

Enfin, les parties réglementées ont demandé que l'harmonisation avec les États-Unis soit maintenue plus efficacement; ce qui nécessite que les ajustements au règlement permettent de s'adapter rapidement et de refléter continuellement les changements ayant lieu aux États-Unis.

Contexte

En 1992, le Parlement a adopté la *Loi sur l'efficacité énergétique* (la Loi). Cette Loi prévoit l'élaboration et l'application de règlements, afin que les matériels consommateurs d'énergie, importés ou expédiés d'une province à une autre pour la vente ou la location par un fournisseur, répondent à des normes d'efficacité énergétique désignées.

Un « fournisseur » est défini dans la Loi comme un a) fabricant de matériels consommateurs d'énergie établi au Canada; b) importateur de matériels consommateurs d'énergie; ou c) vendeur ou loueur de matériels consommateurs d'énergie acquis, directement ou indirectement, auprès du fabricant ou de l'importateur ou de leur mandataire.

Le *Règlement sur l'efficacité énergétique*, entré en vigueur en 1995 pour réduire la consommation d'énergie au Canada, reste après de nombreuses modifications un outil essentiel pour contribuer à une économie compétitive, durable et résiliente, ainsi que pour réduire la consommation d'énergie et accélérer la lutte contre les changements climatiques en réduisant les émissions de gaz à effet de serre (GES).

Les programmes de NRCan axés sur les équipements font partie d'un écosystème plus large de programmes gérés par

efficiency of Canada's homes, businesses, institutions, industries, and transportation. For example, NRCan has administered the [ENERGY STAR for Products](#) program in Canada since 2001. The program sets voluntary specifications for products and identifies the top 15% to 30% of energy efficiency performers with an ENERGY STAR® symbol. The ENERGY STAR® symbol makes choosing energy-efficient products easy for consumers (in the document, "consumers" refers to households, businesses, institutions, and industries). Therefore, the ENERGY STAR® program encourages manufacturers to produce affordable high-efficiency products so that consumers can easily recognize their products as a good choice to lower energy costs. Further the ENERGY STAR for Industry recognizes industrial and manufacturing facilities who commit to improving energy performance for the full facility, through the ENERGY STAR Challenge and ENERGY STAR Certification programs. NRCan also launched the [Canada Greener Homes Initiative](#) in 2021, which provides homeowners incentives to purchase more energy-efficient products, including space heating or water heating products. The Green Industrial Facilities and Manufacturing Program also provides incentives for Industrial and Manufacturing sectors including retrofits and improved use of process equipment.

In 2016, the *Energy Efficiency Regulations, 2016* (the Regulations) replaced the original *Energy Efficiency Regulations* to remove references to obsolete and out-of-date standards and improve the organization of the regulatory text, making it easier for regulated parties to find and understand the requirements that apply to them. The Regulations are regularly amended to add or update energy efficiency standards, testing standards, prescribed information, and verification requirements for energy-using products used in the residential, commercial, institutional and industrial sectors (for more details, see previous [Regulatory announcements](#)). Strengthening the level of energy efficiency standards for products contribute to the elimination of the least efficient products from the Canadian market.

Harmonizing energy-using product standards between Canada and the United States reduces burdens for regulated parties and aids in achieving mutual goals to reduce energy-related GHG emissions. In 2017, the amendments to the Act gave the federal government more tools and greater flexibility to facilitate continued harmonization of Canada's energy efficiency standards, testing standards, and prescribed information with those of trading partners.

RNCan et conçus pour améliorer l'efficacité énergétique des logements, des entreprises, des institutions, des industries et des transports du Canada. Par exemple, RNCan gère le programme [ENERGY STAR pour les produits](#) au Canada depuis 2001. Ce programme définit des spécifications volontaires relatives aux produits qui désignent par le symbole ENERGY STAR® les 15 à 30 % de produits les plus performants en matière d'efficacité énergétique. Le symbole ENERGY STAR® permet aux consommateurs (dans le présent document, le terme « consommateurs » désigne les ménages, les entreprises, les établissements institutionnels et les industries) de choisir facilement des produits présentant une bonne efficacité énergétique. C'est pourquoi le programme ENERGY STAR® encourage les fabricants à produire des produits abordables à haut rendement énergétique, afin que les consommateurs puissent facilement reconnaître que leurs produits constituent un bon choix pour réduire les coûts énergétiques. En outre, le programme ENERGY STAR pour l'industrie reconnaît les installations industrielles et de fabrication qui s'engagent à améliorer le rendement énergétique de l'ensemble de l'installation, dans le cadre des programmes Défi ENERGY STAR et Certification ENERGY STAR. RNCan a également lancé l'[Initiative canadienne pour des maisons plus vertes](#) en 2021, qui fournit aux propriétaires des incitations à acheter des produits plus efficaces sur le plan énergétique, y compris des produits de chauffage des locaux ou de l'eau. Le Programme d'installations industrielles et manufacturières vertes offre également des incitations aux secteurs industriels et manufacturiers, notamment pour la modernisation et l'amélioration de l'utilisation des équipements de traitement.

En 2016, le *Règlement sur l'efficacité énergétique de 2016* (le Règlement) a remplacé le *Règlement sur l'efficacité énergétique* initial, afin de supprimer les références à des normes obsolètes et dépassées et d'améliorer l'organisation du texte réglementaire; ce qui permet aux parties réglementées de trouver et de comprendre plus facilement les exigences qui s'appliquent à elles. Le règlement est modifié régulièrement pour ajouter ou mettre à jour les normes d'efficacité énergétique, les normes de mise à l'essai, les renseignements désignés et les exigences de vérification pour les matériels consommateurs d'énergie utilisés dans les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel et industriel (pour de plus amples détails, voir les [Annonces réglementaires](#)). Le renforcement du niveau des normes d'efficacité énergétique des matériels contribue à l'élimination des matériels les moins efficaces du marché canadien.

L'harmonisation des normes relatives aux matériels consommateurs d'énergie entre le Canada et les États-Unis réduit le fardeau pour les parties réglementées et contribue à la réalisation des objectifs mutuels de réduction des émissions de GES liées à l'énergie. En 2017, les modifications apportées à la Loi ont donné au gouvernement fédéral plus d'outils et une plus grande flexibilité pour faciliter l'harmonisation continue des normes

Tools include use of incorporation by reference of a technical standards document, as amended from time to time, and the use of Ministerial Regulations for the purpose of harmonizing for the former tool and maintaining harmonization for the later tool Canadian requirements with those of another jurisdiction (usually the United States).

A “technical standards document” is defined under the Act as a document that is published in both official languages by the Minister and that adapts, combines, or reproduces, in whole or in part, documents that are produced by jurisdictions, standards development organizations or industry associations and that, for energy-using products or classes of energy-using products, set out requirements or guidance related to those requirements. The adaptations may include modifications to the content of the originating document. Incorporation of a technical standards document is made for the purpose of harmonization.

In 2018, Amendment 14, the *Regulations Amending the Energy Efficiency Regulations, 2016: SOR/2018-201*, was published in the *Canada Gazette*, Part II. At that time, the Regulatory Impact Analysis Statement stated that five industry associations submitted a joint letter during the public comment period requesting that NRCan, exercise the new Ministerial Regulating powers in order to more effectively maintain harmonization with other jurisdictions. NRCan agrees that harmonizing standards is a priority to meet commitments under the Canada–United States Regulatory Cooperation Council and federal-provincial-territorial collaboration. Later in 2022, Amendment 17, *Regulations Amending the Energy Efficiency Regulations, 2016 (Amendment 17): SOR/2022-265*, specified for the first time a list of various energy-using products that could be considered for Ministerial Regulations in the future.

When combined, regulated energy efficiency standards, ENERGY STAR® programs, and incentives for more efficient products drive product innovation through cycles of continuous improvement. Energy efficiency standards and labelling programs are also among the most cost-effective GHG emissions reduction policies and are the cornerstone of energy efficiency and climate change programs in more than 80 countries.¹ According to the International Energy Agency, improvements to the energy efficiency of products are some of the lowest-cost options available today for reducing energy consumption and associated emissions, with typical society benefit-cost ratios of 4:1, while providing net financial benefits to individuals and the community. Other benefits include employment, product innovation, water savings, improvements in air quality,

d’efficacité énergétique, des normes de mise à l’essai et des renseignements désignés du Canada avec celles des partenaires commerciaux. Les outils comprennent l’incorporation par renvoi d’un document de normes techniques, avec ses modifications successives, et le recours aux règlements ministériels aux fins d’harmonisation, pour le premier outil, et de maintien de l’harmonisation, pour le second, des exigences canadiennes avec celles d’une autre instance (généralement les États-Unis).

Un « document de normes techniques » désigne dans la Loi un « document, publié par le ministre, qui, dans les deux langues officielles, reproduit, combine ou adapte, en tout ou en partie, des documents produits par des instances, des organismes de normalisation ou des associations du secteur et qui prévoient, à l’égard de matériels consommateurs d’énergie, ou toute catégorie de ceux-ci, des exigences ou des indications liées à celles-ci. L’adaptation du document d’origine se fait notamment par modification de son contenu. » Un document de normes techniques est incorporé afin d’assurer l’harmonisation.

En 2018, la modification 14, le *Règlement modifiant le Règlement de 2016 sur l’efficacité énergétique : DORS/2018-201* a été publiée dans la Partie II de la *Gazette du Canada*. À ce moment, le Résumé de l’étude d’impact de la réglementation indiquait que cinq associations industrielles avaient soumis une lettre conjointe pendant la période de commentaires du public demandant que NRCan exerce les nouveaux pouvoirs de réglementation ministérielle, afin de maintenir plus efficacement l’harmonisation avec d’autres instances. NRCan convient que l’harmonisation des normes est une priorité pour respecter les engagements pris dans le cadre du Conseil de coopération en matière de réglementation Canada–États-Unis et de la collaboration fédérale-provinciale-territoriale. Plus tard en 2022, la modification 17, *Règlement modifiant le Règlement de 2016 sur l’efficacité énergétique (modification 17) : DORS/2022-265* a établi pour la première fois une liste de divers produits consommateurs d’énergie qui pourraient faire l’objet d’un règlement ministériel à l’avenir.

Combinés, les normes d’efficacité énergétique réglementées, les programmes ENERGY STAR® et les incitatifs en faveur de produits plus efficaces stimulent l’innovation dans les produits dans le cadre de cycles d’amélioration continue. Les normes d’efficacité énergétique et les programmes d’étiquetage font également partie des politiques de réduction des émissions de GES les plus rentables et constituent la pierre angulaire des programmes d’efficacité énergétique et de lutte contre les changements climatiques dans plus de 80 pays¹. Selon l’Agence internationale de l’énergie, l’amélioration de l’efficacité énergétique des produits est l’une des options les moins coûteuses disponibles aujourd’hui pour réduire la consommation d’énergie et les émissions associées, avec un rapport avantages-coûts pour la société de 4:1, tout en apportant des

¹ [Achievements of Appliance Energy Efficiency Standards and Labelling Programs: A Global Assessment in 2016 \(PDF\)](#).

¹ [Achievements of Appliance Energy Efficiency Standards and Labelling Programs: A Global Assessment in 2016 \(PDF\)](#).

and the reduction of public expenditures on health and infrastructure.²

Below is a list of government plans, memorandums of understanding and strategies, for which the proposed Amendment would demonstrate concrete actions on the commitments made in each of these plans.

In 2018, the *Memorandum of Understanding between the Treasury Board of Canada Secretariat and the United States Office of Information and Regulatory Affairs Regarding the Canada–United States Regulatory Cooperation Council* was signed to move forward on energy efficiency and foster harmonization of federal regulations where feasible and appropriate. Later in June 2021, NRCan and the United States Department of Energy (U.S. DOE) signed the *Memorandum of Understanding Between the Department of Natural Resources of Canada and the Department of Energy of the United States of America Concerning Cooperation on Energy*, which acknowledges that both countries will collaborate on new and updated energy efficiency and testing standards.

Canada's transition to a clean energy future and its commitment to reach net-zero emissions by 2050 requires collective action to reduce GHG emissions. Major reductions can be achieved by making our homes, buildings, and industries (and the appliances and equipment in them) more energy efficient. Multiple actions to achieve reductions have been outlined in various Government of Canada plans including Canada's *2030 Emissions Reduction Plan: Canada's Next Steps for Clean Air and a Strong Economy (2030 Emissions Reduction Plan)*, published in 2022. This *2030 Emissions Reduction Plan* builds on continuing work in Canada's strengthened climate plan (released in 2020) and the Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change (adopted in 2016), which include actions to improve energy efficiency standards for appliances and equipment, to help achieve the more ambitious climate target of 40–45% emissions reductions by 2030.³

avantages financiers nets à la population et à la collectivité. Parmi les autres avantages, citons l'emploi, l'innovation en matière de produits, les économies d'eau, l'amélioration de la qualité de l'air et la réduction des dépenses publiques en matière de santé et d'infrastructures².

Vous trouverez ci-dessous une liste de plans gouvernementaux, de protocoles d'accord et de stratégies pour lesquels la modification proposée démontrerait des actions concrètes sur les engagements pris dans chacun de ces plans.

En 2018, le *Protocole d'entente entre le Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada et l'Office of Information and Regulatory Affairs des États-Unis concernant le Conseil de coopération Canada-États-Unis en matière de réglementation* a été signé, afin de progresser en matière d'efficacité énergétique et de favoriser l'harmonisation des règlements fédéraux lorsque cela est possible et approprié. Plus tard, en juin 2021, RNCAN et le ministère de l'Énergie des États-Unis (DOE) ont signé le *Protocole d'entente entre le ministère des Ressources naturelles du Canada et le département de l'Énergie des États-Unis d'Amérique concernant la collaboration en matière d'énergie*, qui reconnaît que les deux pays collaboreront à l'élaboration de normes nouvelles et actualisées en matière d'efficacité énergétique et de mise à l'essai, lorsque cela est possible et approprié.

La transition du Canada vers un avenir énergétique propre et son engagement à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 nécessitent une action collective pour réduire les émissions de GES. Des réductions importantes peuvent être réalisées en rendant nos logements, nos bâtiments et nos industries (ainsi que les appareils et les équipements qui s'y trouvent) plus écoénergétiques. De nombreuses actions visant à réaliser des réductions ont été décrites dans divers plans du gouvernement canadien, notamment le *Plan de réduction des émissions pour 2030 : prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte (Plan gouvernemental de réduction des émissions pour 2030)*, également publié en 2022. Ce *Plan gouvernemental de réduction des émissions pour 2030* s'appuie sur les travaux en cours dans le plan climatique renforcé du Canada (publié en 2020) et le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques (adopté en 2016), qui comprennent des mesures visant à améliorer les normes d'efficacité énergétique pour les appareils et les équipements, afin de contribuer à la réalisation de l'objectif climatique plus ambitieux de réduction des émissions de 40 à 45 % d'ici 2030³.

² [Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programmes \(PDF\)](#).

³ [See A Healthy Environment and a Healthy Economy Canada's Strengthened Climate Plan to Create Jobs and Support People, Communities and the Planet and Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change : Canada's plan to address climate change and grow the economy.](#)

² [Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programmes \(PDF\)](#).

³ [Voir Un environnement sain et une économie saine – Le plan climatique renforcé du Canada pour créer des emplois et soutenir la population, les communautés et la planète et le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques : Plan canadien de lutte contre les changements climatiques et de croissance économique.](#)

The Government's *2030 Emissions Reduction Plan* outlines the next steps to achieve net-zero emissions by 2050 in multiple sectors. The plan identifies scaling up solutions in four areas to achieve net-zero in the building sector. These areas are: (1) net-zero energy sources to support eliminating fossil fuel combustion for heating; (2) efficient building envelopes; (3) efficient appliances and systems within buildings; and (4) the use of low carbon and net-zero building materials. Regulatory action to restrict the sale of lower efficiency appliances and fossil fuel heating systems, as well as establishing mandatory building GHG emissions and energy efficiency standards are outlined as important methods to assist in the Government's goal to reduce GHG emissions and achieve net-zero emissions by 2050.

The *2030 Emissions Reduction Plan* also highlights the importance of decarbonizing Canada's heavy industry sector, which includes mining and manufacturing of various industrial and commercial products, for meeting Canada's 2030 climate target, and especially net-zero emissions by 2050, while creating jobs and building a sustainable, globally competitive economy. The plan recognizes that in addition to the need to overcome challenges to decarbonization, such as energy-intensive processes and hard-to-abate process emissions associated with chemical processes, competitiveness in a low-carbon economy will require the heavy industry sector to use energy more efficiently.

The [Federal Sustainable Development Strategy](#) for 2022 to 2026 presents the Government of Canada's sustainable development goals and targets, as required by the [Federal Sustainable Development Act](#). NRCan actions to support this Strategy are described in its [2023 to 2027 Departmental Sustainable Development Strategy](#). These actions include regulatory amendments to increase the stringency of energy efficiency standards for products used in the residential, commercial and industrial sectors.

In 2022, NRCan also published the [Discussion Paper / July 2020 - The Canada Green Buildings Strategy \(PDF\)](#), which supports Canada's climate goals by creating a framework for current and potential federal actions essential to reaching net-zero emissions in the building sector by 2050. These potential future actions include, among others, the work on standards, labelling, and incentive programs to drive important improvements in how buildings, homes, and the products within them, consume energy. NRCan is planning to publish the Strategy which is currently in development.

Le *Plan gouvernemental de réduction des émissions pour 2030* décrit les prochaines étapes pour parvenir à la carboneutralité d'ici 2050 dans de nombreux secteurs. Ce plan relève des solutions de mise à l'échelle dans quatre domaines, afin d'atteindre la carboneutralité dans le secteur du bâtiment. Ces domaines sont les suivants : 1) des sources d'énergie carboneutre pour soutenir l'élimination de la combustion de combustibles fossiles pour le chauffage; 2) des enveloppes de bâtiment efficaces; 3) des appareils et des systèmes efficaces à l'intérieur des bâtiments; et 4) l'utilisation de matériaux de construction à faible teneur en carbone et carboneutre. Les mesures réglementaires visant à restreindre la vente d'appareils à faible rendement et de systèmes de chauffage à combustible fossile, ainsi que l'établissement de normes obligatoires en matière d'émissions de GES et d'efficacité énergétique pour les bâtiments, sont considérées comme des méthodes importantes pour aider le gouvernement à atteindre son objectif de réduire les émissions de GES et de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050.

Le Plan de réduction des émissions pour 2030 souligne également l'importance de la décarbonisation du secteur de l'industrie lourde au Canada, qui comprend l'exploitation minière et la fabrication de divers produits industriels et commerciaux, pour atteindre l'objectif climatique du Canada à l'horizon 2030, et surtout la carboneutralité d'ici 2050, tout en créant des emplois et en bâtissant une économie durable et compétitive à l'échelle mondiale. Le plan reconnaît que, outre la nécessité de surmonter les obstacles à la décarbonisation, tels que les procédés à forte intensité énergétique et les émissions difficiles à éliminer associées aux procédés chimiques, la compétitivité d'une économie à faibles émissions de carbone exigera du secteur de l'industrie lourde qu'il utilise l'énergie de manière plus efficace.

La [Stratégie fédérale de développement durable](#) pour 2022 à 2026 présente les objectifs et cibles de développement durable du gouvernement du Canada, comme l'exige la [Loi fédérale sur le développement durable](#). Les mesures prises par NRCan pour soutenir cette stratégie sont décrites dans sa [Stratégie ministérielle de développement durable 2023-2027](#). Ces mesures comprennent des modifications réglementaires visant à renforcer les normes d'efficacité énergétique pour les matériels utilisés dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.

En 2022, NRCan a également publié le [document de travail / juillet 2022 – Stratégie canadienne pour les bâtiments verts \(PDF\)](#) qui soutient les objectifs climatiques du Canada en créant un cadre pour les mesures fédérales actuelles et potentielles essentielles pour atteindre la carboneutralité dans le secteur du bâtiment d'ici 2050. Ces mesures futures potentielles comprennent, entre autres, les travaux sur les normes, l'étiquetage et les programmes d'incitation visant à apporter des améliorations importantes dans la manière dont les bâtiments, les habitations et les matériels qui s'y trouvent consomment de l'énergie.

More recently, Canada has endorsed along with over 120 countries the *Global Renewables and Energy Efficiency Pledge* which was officially launched on December 2, 2023, during the World Climate Action Summit, at COP-28. This initiative aims to accelerate the scaling up of renewables and energy efficiency progress by 2030, in line with commitments to keep global warming within 1.5°C and reach net-zero by 2050. While the aspirational goal of the *Pledge* is to double the global annual energy efficiency rate from about 2% to 4%, which Canada already reports to under *UN Sustainable Development Goal 7*, the overall focus is on each nation working towards doubling its annual progress. In Canada's case, that means going from about 1% per year to about 2%. It is to note that Canada's energy intensity improved by approximately 11.3% between 2010 and 2020 (latest available data) and maintained an annual average improvement of about 1.3% (Canada's methodology is based on secondary energy use, whereas the *Global Pledge* is measured based on total primary energy supply since many countries do not have end-use sector data).

Objective

The objectives of the Amendment are to:

- Reduce energy consumption and resulting GHG emissions associated with products used in homes, businesses, institutions, and industries thereby contributing to Canada's commitment to reach net-zero emissions by 2050, reducing the load on the electricity system, helping Canadian consumers save on their energy bills and helping businesses, institutions, and industries to experience cost savings that can lead to increased productivity and competitiveness.
- Reduce or prevent unnecessary regulatory differences within Canada and with the U.S. energy efficiency and testing standards to limit compliance burden and support cross-border trade.
- Ensure that NRCan is positioned to respond quickly to changes and updates enabling continued harmonization with trading partners.

Description

The Amendment would add or update energy efficiency and testing standards for several newly and currently

RNCan prévoit de publier cette stratégie, qui est en cours d'élaboration.

Plus récemment, le Canada a approuvé, avec plus de 120 pays, l'*engagement mondial en faveur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique*, qui a été officiellement lancé le 2 décembre 2023 lors du Sommet mondial de l'action pour le climat, à l'occasion de la COP-28. Cette initiative vise à accélérer l'augmentation des progrès en matière d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique d'ici 2030, conformément aux engagements pris pour limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C et parvenir à la carboneutralité d'ici 2050. Même si l'objectif ambitieux de l'*engagement* est de doubler le taux annuel mondial d'efficacité énergétique d'environ 2 % à 4 %, ce dont le Canada rend déjà compte dans le cadre de l'*objectif de développement durable n° 7 des Nations unies*, l'objectif général est que chaque pays s'efforce de doubler ses progrès annuels. Dans le cas du Canada, cela signifie passer d'environ 1 % par an à environ 2 %. Il convient de noter que l'intensité énergétique du Canada s'est améliorée d'environ 11,3 % entre 2010 et 2020 (dernières données disponibles) et a maintenu une amélioration annuelle moyenne d'environ 1,3 % (la méthodologie du Canada est basée sur l'utilisation de l'énergie secondaire, alors que l'*Engagement mondial* est mesuré en fonction de l'approvisionnement total en énergie primaire, car de nombreux pays ne disposent pas de données sur le secteur de l'utilisation finale).

Objectif

Les objectifs de la modification sont les suivants :

- réduire la consommation d'énergie et les émissions de GES associées aux matériels utilisés dans les logements, les entreprises, les établissements institutionnels et les industries, contribuant ainsi à l'engagement du Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050, réduisant la charge sur le système électrique, aidant les consommateurs canadiens à économiser sur leurs factures d'énergie et aidant les entreprises, les établissements institutionnels et les industries à réaliser des économies pouvant conduire à une productivité et une compétitivité accrues;
- réduire ou prévenir les différences réglementaires inutiles au sein du Canada et avec les normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai des États-Unis, afin de limiter le fardeau de la conformité et de soutenir le commerce transfrontalier;
- veiller à ce que RNCan soit en mesure de réagir rapidement aux changements et aux mises à jour, afin de poursuivre l'harmonisation avec les partenaires commerciaux.

Description

Cette modification ajouterait ou mettrait à jour les normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai pour plusieurs

regulated energy-using products, focussing on key changes needed to harmonize with the United States, to the extent possible.

The Amendment would also expand the use of ambulatory incorporation by reference, to U.S. standards or NRCan technical standards documents reproducing U.S. standards; and make adjustments to use Ministerial Regulations for additional energy-using products to maintain harmonization in the future, as appropriate.

In some cases, the Amendment would introduce more stringent energy efficiency standards than the United States, to assist with achieving net-zero by 2050, when necessary.

In particular, the Amendment would

- introduce products into the Regulations with associated requirements for energy efficiency standards, testing standards, verification, and provision of information.
- expand the scope of some currently regulated products and introduce or update energy efficiency and testing standards.
- update the list of energy-using products to ensure the Minister can exercise the Ministerial Regulations authority to maintain harmonization of requirements with another jurisdiction.

Note that in this document, a reference to a U.S. standard means a reference to a standard specified in *Title 10 to the United States Code of Federal Regulations* (U.S. CFR).

A more detailed description of the Amendment is provided below. The definitions provided below are simplified to provide a general sense of the type of products covered, but actual scope, inclusions and exclusions are found in the Regulations.

(a) Introduce products into the Regulations with associated requirements for energy efficiency standards, testing standards, verification, and provision of information

Air compressors

An air compressor is a machine that compresses air to a pressure suitable for operating devices in industry such as power tools, nail guns, high-pressure spraying equipment, etc.

The Amendment would incorporate the new U.S. energy efficiency and testing standard, as amended from time

matériels consommateurs d'énergie nouvellement ou actuellement réglementés, en se concentrant sur les changements clés nécessaires à l'harmonisation avec les États-Unis, dans la mesure du possible.

Cette modification élargirait également l'utilisation de l'incorporation par renvoi dynamique, à des normes états-uniennes ou à des documents de normes techniques de NRCan reproduisant les normes états-uniennes; et apporterait des ajustements afin d'utiliser les règlements ministériels pour d'autres matériels consommateurs d'énergie, afin de maintenir l'harmonisation à l'avenir, le cas échéant.

Dans certains cas, cette modification introduirait des normes d'efficacité énergétique plus strictes que celles des États-Unis, afin d'aider à atteindre, le cas échéant, l'objectif de carboneutralité d'ici 2050.

En particulier, cette modification :

- introduirait des matériels dans le Règlement avec les normes d'efficacité énergétique, les normes de mise à l'essai et les exigences en matière de vérification et de communication de renseignements;
- élargirait le champ d'application de certains matériels actuellement réglementés et introduirait ou mettrait à jour des normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai;
- mettrait à jour la liste des matériels consommateurs d'énergie pour que le ministre puisse exercer l'autorité en vertu des règlements ministériels, afin de maintenir l'harmonisation des exigences avec une autre instance.

Il convient de noter que dans le présent document, une référence à une norme états-unienne signifie une référence à une norme spécifiée dans le *titre 10 du Code des règlements fédéraux des États-Unis* (CFR).

Une description plus détaillée de la modification est fournie ci-dessous. Les définitions fournies ci-dessous sont simplifiées pour donner une idée générale du type de produits couverts, mais la portée, les inclusions et les exclusions réelles se trouvent dans le Règlement.

a) Introduire des matériels dans le Règlement avec les normes d'efficacité énergétique, les normes de mise à l'essai et les exigences en matière de vérification et de renseignements à communiquer

Compresseurs d'air

Un compresseur d'air est une machine qui comprime l'air à une pression appropriée pour faire fonctionner des appareils dans l'industrie, tels que des outils électriques, des cloueuses, des équipements de pulvérisation à haute pression, etc.

Cette modification intégrerait la nouvelle norme états-unienne en matière d'efficacité énergétique et d'essai,

to time. The requirements under consideration would apply to air compressors manufactured on or after January 10, 2025, in harmonization with the U.S. compliance date.

Faucets

A faucet is a device by which the flow of water in a dwelling or building can be controlled. It includes lavatory faucets, kitchen faucets, metering faucets, or replacement aerators for a lavatory or kitchen faucet and does not include pot fillers nor low-pressure water dispensers. A replacement aerator is an aerator sold as a replacement, separate from the faucet to which it is intended to be attached.

The Amendment would adopt energy efficiency standards harmonized with the current U.S. standards for metering faucets and with the current California standards for non-metering faucets (the state of California standards are more stringent than federal U.S. standards for non-metering faucets). The Amendment would also incorporate the current U.S. testing standard, as amended from time to time. The energy efficiency standards would introduce a maximum flow rate that would limit the quantity of water passing through the product. The requirements under consideration would apply to faucets manufactured on or after July 1, 2026.

Line-voltage thermostats

A line voltage thermostat is a thermostat that is an electronic or mechanical regulating device that is intended for line voltage (120 to 240 V) switching of a controlled resistive heating load. It includes a wall-mounted thermostat used with baseboards, panel convectors or radiant floors; a built-in thermostat (from 1000 to 1500 W) used in baseboards or panel convectors; and two-component thermostats.

The Amendment would incorporate the Canadian Standards Association (CSA) standard CSA C828-19, as amended from time to time, for the testing and energy efficiency standards. British Columbia and Ontario have already adopted these standards for line voltage thermostats. The requirements under consideration would apply to line voltage thermostats manufactured on or after January 1, 2025.

Pool pumps

A pool pump is a pump that is typically used with a residential pool or spa with an output power that is less than 1.865 kW (2.5 hp).

The Amendment would incorporate the current U.S. energy efficiency and testing standards, as amended

avec leurs modifications successives. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux compresseurs d'air fabriqués à partir du 10 janvier 2025, afin d'harmoniser la date de mise en conformité avec les États-Unis.

Robinets

Un robinet est un dispositif permettant de contrôler l'écoulement de l'eau dans un logement ou un bâtiment. Sont compris les robinets de lavabo, les robinets de cuisine, les robinets doseurs ou les aérateurs de remplacement pour un robinet de lavabo ou de cuisine, à l'exclusion des robinets remplisseurs et des distributeurs d'eau à basse pression. Un aérateur de remplacement est un aérateur vendu comme pièce de rechange, séparé du robinet auquel il est destiné à être fixé.

Cette modification adopterait des normes d'efficacité énergétique harmonisées avec les normes états-uniennes actuelles pour les robinets doseurs et avec les normes californiennes actuelles pour les robinets non doseurs (les normes de la Californie sont plus strictes que les normes fédérales états-uniennes pour les robinets non doseurs). Cette modification intégrerait également la norme de mise à l'essai actuelle des États-Unis, telle qu'elle est modifiée de temps à autre. Les normes d'efficacité énergétique introduiraient un débit maximal qui limiterait la quantité d'eau passant par le matériel. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux robinets fabriqués à partir du 1^{er} juillet 2026.

Thermostats à tension de secteur

Un thermostat à tension de secteur est un thermostat qui est un dispositif de régulation électronique ou mécanique destiné à la commutation de la tension de secteur (120 à 240 V) d'une charge de chauffage résistive contrôlée. Sont compris un thermostat mural utilisé avec des plinthes, des panneaux convecteurs ou des planchers rayonnants, un thermostat encastrable (de 1000 à 1500 W) utilisé dans des plinthes ou des panneaux convecteurs, et des thermostats à deux composantes.

Cette modification incorporerait la norme CSA C828-19 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), telle que modifiée de temps à autre, pour les essais et les normes d'efficacité énergétique. La Colombie-Britannique et l'Ontario ont déjà adopté ces normes pour les thermostats à tension de secteur. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux thermostats à tension de secteur fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2025.

Pompes de piscine

Une pompe de piscine est une pompe généralement utilisée pour une piscine résidentielle ou un spa, dont la puissance de sortie est inférieure à 1,865 kW (2,5 cv).

Cette modification intégrerait les normes états-uniennes actuelles en matière d'efficacité énergétique et de mise à

from time to time. The requirements under consideration would apply to pool pumps manufactured on or after January 1, 2025.

Showerheads

A showerhead is a component or set of components for attachment to a single water supply fitting, for spraying water onto a bather, typically from an overhead position. The definition of a showerhead would not include safety shower showerheads.

The Amendment would adopt energy efficiency standards harmonized with the current standards of the state of California and other states, which are more stringent than in the United States, and incorporate the current U.S. testing standard, as amended from time to time. The energy efficiency standards would introduce a maximum flow rate that would limit the quantity of water passing through the product. The requirements under consideration would apply to showerheads manufactured on or after July 1, 2026.

(b) Expand the scope of some currently regulated products and introduce or update energy efficiency and testing standards

Room air conditioners (Division 2, Subdivision A)

A room air conditioner is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Room air conditioner means a single-phase electric air conditioner that has a cooling capacity of 10.55 kW (36,000 Btu/h) or less. Room air conditioners do not include packaged terminal air conditioners, portable air conditioners, or single package vertical air conditioners. Room air conditioners are typically used in the residential sector.

The Amendment would incorporate an NRCAN technical standards document, as amended from time to time, that would reproduce the U.S. testing and energy efficiency standards. The Amendment would also make some adjustments to the labelling requirements. For products manufactured before May 26, 2026, the standards would remain harmonized with the CSA standards currently referenced in the Regulations. For products manufactured on or after May 26, 2026, new standards would apply, in harmonization with the U.S. compliance date.

Large air conditioners (Division 2, Subdivision B)

A large air conditioner is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Large air conditioner means

l'essai, telles qu'elles sont modifiées de temps à autre. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux pompes de piscine fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2025.

Pommes de douche

Une pomme de douche est un composant ou un ensemble de composants à fixer à un raccord d'alimentation en eau unique, afin de pulvériser de l'eau sur une personne prenant sa douche, généralement à partir d'une position au-dessus de la tête. La définition d'une pomme de douche n'inclut pas les pommes de douche d'urgence.

Cette modification adopterait des normes d'efficacité énergétique harmonisées avec les normes actuelles de l'État de Californie et d'autres États, qui sont plus strictes qu'aux États-Unis, et intégrerait la norme de mise à l'essai actuelle des États-Unis, telle qu'elle est modifiée de temps à autre. Les normes d'efficacité énergétique introduiraient un débit maximal qui limiterait la quantité d'eau passant par le matériel. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux pommes de douche fabriquées à partir du 1^{er} juillet 2026.

b) Élargir le champ d'application de certains matériels actuellement réglementés et introduirait ou mettrait à jour des normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai

Climatiseurs individuels (section 2, sous-section A)

Un climatiseur individuel est considéré comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. On entend par climatiseur individuel un climatiseur électrique monophasé dont la capacité de refroidissement est inférieure ou égale à 10,55 kW (36 000 Btu/h). Les climatiseurs individuels ne comprennent pas les climatiseurs terminaux monobloc, les climatiseurs portables ou les climatiseurs verticaux monobloc. Les climatiseurs individuels sont généralement utilisés dans le secteur résidentiel.

Cette modification incorporerait un document de normes techniques de RNCAN, avec ses modifications successives, qui reproduirait les normes états-uniennes en matière de mise à l'essai et d'efficacité énergétique. Cette modification apporterait également quelques ajustements aux exigences en matière d'étiquetage. Pour les matériels fabriqués avant le 26 mai 2026, les normes resteraient harmonisées avec les normes CSA actuellement citées en référence dans le Règlement. Pour les matériels fabriqués à partir du 26 mai 2026, de nouvelles normes s'appliqueraient, en harmonisation avec la date de mise en conformité aux États-Unis.

Climatiseurs de grande puissance (section 2, sous-section B)

Un climatiseur de grande puissance est considéré comme un matériel consommateur d'énergie dans le

a commercial or industrial unitary air conditioner with a cooling capacity of at least 19 kW (65,000 Btu/h) but less than 223 kW (760,000 Btu/h). Large air conditioner does not include single package vertical air conditioner. The Amendment would only apply to large air conditioners that are air-cooled.

The Amendment would incorporate the current U.S. testing standards, as amended from time to time, as an alternative testing option, and strengthen energy efficiency standards to harmonize with the current more stringent U.S. energy efficiency standards (for tier 2). No changes to the testing and energy efficiency standards would be considered for tier 1 since these standards are already harmonized with those in the U.S. CFR. The requirements under consideration (for tier 2) would apply to large air conditioners manufactured on or after January 1, 2023, in harmonization with the U.S. compliance date.

Single package central air conditioners (Division 2, Subdivisions D)

A single package central air conditioner is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Single package central air conditioner means an air-source air conditioner, with rated capacity of less than 19 kW (65,000 Btu/h). It includes ducted and space-constrained single package air conditioners. Three-phase single package central air conditioners require a three-phase power supply. These air conditioners are typically used in small commercial and institutional buildings. This Amendment would only apply to three-phase single package central air conditioners.

The Amendment would incorporate the new U.S. testing standard, as amended from time to time, as the only testing option (removing the CSA standard), adopt new energy efficiency metrics and strengthen the energy efficiency standards to harmonize with the new U.S. levels. The requirements under consideration would apply to three-phase single package central air conditioners manufactured on or after January 1, 2025, in harmonization with the U.S. compliance date.

Split system central air conditioners (Division 2, Subdivisions F)

A split system central air conditioner is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Split system central air conditioner means an air-source air conditioner with rated capacity of less than 19 kW (65,000 Btu/h). It includes ducted, ductless, space-constrained and small-duct high-velocity split system air conditioners.

Règlement. Un climatiseur de grande puissance s'entend d'un climatiseur autonome pour usage commercial ou industriel ayant une capacité de refroidissement d'au moins 19 kW (65 000 Btu/h), mais de moins de 223 kW (760 000 Btu/h). Les climatiseurs de grande puissance ne comprennent pas les climatiseurs verticaux monobloc. Cette modification s'appliquerait uniquement aux climatiseurs de grande puissance à refroidissement par air.

Cette modification intégrerait les normes de mise à l'essai actuelles des États-Unis, telles que modifiées de temps à autre, en tant qu'autre option de mise à l'essai, et renforcerait les normes d'efficacité énergétique afin de les harmoniser avec les normes d'efficacité énergétique états-unienne actuelles plus strictes (pour le niveau 2). Aucune modification des normes de mise à l'essai et d'efficacité énergétique ne serait envisagée pour le niveau 1, étant donné que ces normes sont déjà harmonisées avec celles du CFR des États-Unis. Les exigences envisagées (pour le niveau 2) s'appliqueraient aux climatiseurs de grande puissance fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2023, afin d'harmoniser la date de mise en conformité avec les États-Unis.

Climatiseurs centraux monobloc (section 2, sous-section D)

Un climatiseur central monobloc est considéré comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. On entend par climatiseur central monobloc un climatiseur à air d'une capacité nominale inférieure à 19 kW (65 000 Btu/h). Cela comprend les climatiseurs monobloc à espace restreint avec conduit. Les climatiseurs centraux monobloc triphasés nécessitent une alimentation électrique triphasée. Ces climatiseurs sont généralement utilisés dans les petits bâtiments commerciaux et institutionnels. Cette modification ne s'appliquerait qu'aux climatiseurs centraux monobloc triphasés.

Cette modification intégrerait la nouvelle norme de mise à l'essai des États-Unis, telle que modifiée de temps à autre, comme seule option d'essai (en supprimant la norme CSA), adopterait de nouvelles mesures d'efficacité énergétique et renforcerait les normes d'efficacité énergétique afin de les harmoniser avec les nouveaux niveaux états-unien. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux climatiseurs centraux monobloc triphasés fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2025, afin d'harmoniser la date de mise en conformité avec les États-Unis.

Climatiseurs centraux bibloc (section 2, sous-section F)

Un climatiseur central bibloc est considéré comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. On entend par climatiseur central bibloc un climatiseur à air de capacité nominale inférieure à 19 kW (65 000 Btu/h). Cela comprend les climatiseurs à espace restreint avec ou sans conduit et les climatiseurs bibloc à grand débit et

Three-phase split system central air conditioners require a three-phase power supply. These air conditioners are typically used in small commercial and institutional buildings. This Amendment would only apply to three-phase split system central air conditioners.

The Amendment would incorporate the new U.S. testing standard, as amended from time to time, as the only testing option (removing the CSA standard), adopt new energy efficiency metrics and strengthen the energy efficiency standards to harmonize with the new U.S. levels. The requirements under consideration would apply to three-phase split system central air conditioners manufactured on or after January 1, 2025, in harmonization with the U.S. compliance date.

Portable air conditioners (Division 2, Subdivision I)

A portable air conditioner is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Portable air conditioner means a single package air conditioner that is portable and that is designed to deliver cooled and conditioned air to enclosed spaces, is powered by single-phase electric current and has a cooling capacity of less than 19 kW (65,000 Btu/h). The Amendment would only apply to single-duct and dual-duct portable air conditioners. These portable air conditioners are typically used in the residential sector.

The Amendment would introduce energy efficiency standards to harmonize with U.S. levels. No changes to the testing standard would be considered, since the Regulations already incorporate by reference, as amended from time to time, the U.S. testing standard as the only testing option. The Amendment would also introduce EnerGuide labelling requirements generally harmonized with the current U.S. Federal Trade Commission Energy Labeling Rule that requires EnergyGuide labels for portable air conditioners. The energy efficiency requirements under consideration would apply to portable air conditioners manufactured on or after January 10, 2025, in harmonization with the U.S. compliance date. The EnerGuide label requirements under consideration would apply to portable air conditioners manufactured on or after January 10, 2025.

Large heat pumps (Division 3, Subdivision C)

A large heat pump is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Large heat pump means a commercial or industrial unitary heat pump that is intended for air-conditioning and space-heating applications and that has a cooling capacity of at least 19 kW (65,000 Btu/h) but less than 223 kW (760,000 Btu/h). Large heat pump does not include single package vertical heat pump. The

petits conduits. Les climatiseurs centraux bibloc triphasés nécessitent une alimentation électrique triphasée. Ces climatiseurs sont généralement utilisés dans les petits bâtiments commerciaux et institutionnels. Cette modification ne s'appliquerait qu'aux climatiseurs centraux bibloc triphasés.

Cette modification intégrerait la nouvelle norme de mise à l'essai des États-Unis, telle que modifiée de temps à autre, comme seule option d'essai (en supprimant la norme CSA), adopterait de nouvelles mesures d'efficacité énergétique et renforcerait les normes d'efficacité énergétique afin de les harmoniser avec les nouveaux niveaux états-unis. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux climatiseurs centraux bibloc triphasés fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2025, afin d'harmoniser la date de mise en conformité avec les États-Unis.

Climatiseurs portatifs (section 2, sous-section I)

Un climatiseur portable est considéré comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. On entend par climatiseur portatif un climatiseur monobloc mobile conçu pour fournir de l'air conditionné froid dans un espace clos, alimenté par un courant électrique monophasé et doté d'une capacité de refroidissement inférieure à 19 kW (65 000 Btu/h). Cette modification ne s'appliquerait qu'aux climatiseurs portatifs à conduit unique ou à deux conduits. Ces climatiseurs portatifs sont généralement utilisés dans le secteur résidentiel.

Cette modification introduirait des normes d'efficacité énergétique pour les harmoniser avec les niveaux états-unis. Aucune modification de la norme de mise à l'essai ne serait envisagée, étant donné que le règlement incorpore déjà par renvoi, avec ses modifications successives, la norme de mise à l'essai des États-Unis comme seule option d'essai. Cette modification introduirait également des exigences relatives à l'étiquetage EnerGuide généralement harmonisées avec l'actuelle règle d'étiquetage énergétique de la Federal Trade Commission des États-Unis, qui exige des étiquettes EnerGuide pour les climatiseurs portatifs. Les exigences d'efficacité énergétique envisagées s'appliqueraient aux climatiseurs portatifs fabriqués à partir du 10 janvier 2025, afin d'harmoniser la date de mise en conformité avec les États-Unis. Les exigences de l'étiquette EnerGuide à l'étude s'appliqueraient aux climatiseurs portatifs fabriqués à partir du 10 janvier 2025.

Thermopompes de grande puissance (section 3, sous-section C)

Une thermopompe de grande puissance est considérée comme un matériel consommateur d'énergie dans le règlement. Une thermopompe de grande puissance s'entend d'une thermopompe autonome pour usage commercial ou industriel, destinée à la climatisation et au chauffage de locaux et qui a une capacité de refroidissement d'au moins 19 kW (65 000 Btu/h), mais de moins de 223 kW

Amendment would only apply to large heat pumps that are air-cooled.

The Amendment would incorporate the current U.S. testing standards, as amended from time to time, as an alternative testing option, and strengthen energy efficiency standards to harmonize with the current, more stringent U.S. levels (for tier 2). No changes to the testing and energy efficiency standards would be considered for tier 1 since these standards are already harmonized with those in the U.S. CFR. The requirements under consideration (for tier 2) would apply to large heat pumps manufactured on or after January 1, 2023, in harmonization with the U.S. compliance date.

Single package central heat pumps (Division 3, Subdivisions E)

A single package central heat pump is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Single package central heat pump means an air-source heat pump, with rated capacity of less than 19 kW (65,000 Btu/h). It includes ducted and space-constrained single package heat pumps. Three-phase single package central heat pumps require a three-phase power supply. These heat pumps are typically used in small commercial and institutional buildings. This Amendment would only apply to three-phase single package central heat pumps.

The Amendment would incorporate the new U.S. testing standard, as amended from time to time, as the only testing option (removing the CSA standard), adopt new energy efficiency metrics and strengthen the energy efficiency standards to harmonize with the new U.S. levels. The Amendment would make the following adjustments to the U.S. requirements to ensure that three-phase single package central heat pumps available in Canada would be rated with efficiencies that represent operation in Canada's colder climate: (i) require additional testing and information under cold climate conditions; and (ii) require that energy performance information be provided for Climate Region V (instead of Climate Region IV as in the United States). The requirements under consideration would apply to three-phase single package heat pumps manufactured on or after January 1, 2025, in harmonization with the U.S. compliance date.

(760 000 Btu/h). Les thermopompes de grande puissance ne comprennent pas les thermopompes verticales monobloc. Cette modification ne s'appliquerait qu'aux thermopompes de grande puissance refroidies par air.

Cette modification intégrerait les normes de mise à l'essai actuelles des États-Unis, telles que modifiées de temps à autre, en tant qu'autre option de mise à l'essai, et renforcerait les normes d'efficacité énergétique afin de les harmoniser avec les niveaux actuels plus stricts des États-Unis (pour le niveau 2). Aucune modification des normes de mise à l'essai et d'efficacité énergétique ne serait envisagée pour le niveau 1, étant donné que ces normes sont déjà harmonisées avec celles du CFR des États-Unis. Les exigences envisagées (pour le niveau 2) s'appliqueraient aux thermopompes de grande puissance fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2023, afin d'harmoniser la date de mise en conformité avec les États-Unis.

Thermopompes centrales monobloc (section 3, sous-section E)

Une thermopompe centrale monobloc est considérée comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. On entend par thermopompe centrale monobloc une thermopompe à air d'une capacité nominale inférieure à 19 kW (65 000 Btu/h). Cela comprend les thermopompes centrales monobloc à espace restreint avec conduit. Les thermopompes centrales monobloc triphasées nécessitent une alimentation électrique triphasée. Ces thermopompes sont généralement utilisées dans les petits bâtiments commerciaux et institutionnels. Cette modification ne s'appliquerait qu'aux thermopompes centrales monobloc triphasées.

Cette modification intégrerait la nouvelle norme de mise à l'essai des États-Unis, telle que modifiée de temps à autre, comme seule option d'essai (en supprimant la norme CSA), adopterait de nouvelles mesures d'efficacité énergétique et renforcerait les normes d'efficacité énergétique afin de les harmoniser avec les nouveaux niveaux états-uniens. Cette modification apporterait les ajustements suivants aux exigences états-uniennes, afin de garantir que les thermopompes centrales monobloc triphasées disponibles au Canada soient évaluées avec des rendements correspondant au climat plus froid du Canada : (i) exiger des essais et des renseignements supplémentaires dans des conditions climatiques froides; (ii) exiger que des renseignements sur le rendement énergétique soient fournis pour la région climatique V (au lieu de la région climatique IV comme aux États-Unis). Les exigences envisagées s'appliqueraient aux thermopompes centrales monobloc triphasées fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2025, afin d'harmoniser la date de mise en conformité avec les États-Unis.

Split system central heat pumps (Division 3, Subdivisions G)

A split system central heat pump is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Split system central heat pump means an air-source heat pump, with rated capacity of less than 19 kW (65,000 Btu/h). It includes ducted, ductless, space-constrained and small-duct high-velocity split system heat pumps. Three-phase split system central heat pumps require a three-phase power supply. These heat pumps are typically used in small commercial and institutional buildings. This Amendment would only apply to three-phase split system central heat pumps.

The Amendment would incorporate the new U.S. testing standard, as amended from time to time, as the only testing option (removing the CSA standard), adopt new energy efficiency metrics and strengthen the energy efficiency standards to harmonize with the new U.S. levels. The Amendment would make the following adjustments to the U.S. requirements to ensure that three-phase split system central heat pumps available in Canada would be rated with efficiencies that represent operation in Canada's colder climate: (i) require additional testing and information under cold climate conditions; and (ii) require that energy performance information be provided for Climate Region V (instead of Climate Region IV as in the United States). The requirements under consideration would apply to three-phase split system central heat pumps manufactured on or after January 1, 2025, in harmonization with the U.S. compliance date.

Gas furnaces (Division 4, Subdivision A)

A gas furnace is prescribed as an energy-using product in the Regulations. It does not include a furnace for a park model trailer or a recreational vehicle. A through-the-wall gas furnace means one that is designed and marketed to be installed in an opening in an exterior wall that is fitted with a weatherized sleeve. The Amendment would only apply to through-the-wall gas furnaces.

The Amendment would add a definition for "space-constrained" to replace the definition for "through-the-wall", and to harmonize with the definitions of space-constrained air conditioners and heat pumps in the Regulations. The Amendment would repeal the fan energy rating (FER) requirement that is applicable to through-the-wall furnaces with a cooling component manufactured on or after January 1, 2024, to address the technical challenges associated with this requirement. The Amendment would also request new information on

Thermopompes centrales bibloc (section 3, sous-section G)

Une thermopompe centrale bibloc est considérée comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. On entend par thermopompe centrale bibloc une thermopompe à air d'une capacité nominale inférieure à 19 kW (65 000 Btu/h). Cela comprend les thermopompes bibloc à espace restreint avec ou sans conduits et les thermopompes bibloc à grand débit et petits conduits. Les thermopompes centrales bibloc triphasées nécessitent une alimentation électrique triphasée. Ces thermopompes sont généralement utilisées dans les petits bâtiments commerciaux et institutionnels. Cette modification ne s'applique qu'aux thermopompes centrales bibloc triphasées.

Cette modification intégrerait la nouvelle norme de mise à l'essai des États-Unis, telle que modifiée de temps à autre, comme seule option d'essai (en supprimant la norme CSA), adopterait de nouvelles mesures d'efficacité énergétique et renforcerait les normes d'efficacité énergétique afin de les harmoniser avec les nouveaux niveaux états-uniens. Cette modification apporterait les ajustements suivants aux exigences états-uniennes afin de garantir que les thermopompes centrales bibloc triphasées disponibles au Canada soient évaluées avec des rendements correspondant au climat plus froid du Canada : (i) exiger des essais et des renseignements supplémentaires dans des conditions climatiques froides; (ii) exiger que des renseignements sur le rendement énergétique soient fournis pour la région climatique V (au lieu de la région climatique IV comme aux États-Unis). Les exigences envisagées s'appliqueraient aux thermopompes centrales bibloc triphasées fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2025, afin d'harmoniser la date de mise en conformité avec les États-Unis.

Générateurs d'air chaud à gaz (section 4, sous-section A)

Un générateur d'air chaud à gaz est considéré comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. Cela n'inclut pas les générateurs d'air chaud pour roulotte de parc ou pour véhicule récréatif. Un générateur d'air chaud à gaz mural est un appareil conçu et commercialisé pour être installé dans une ouverture pratiquée dans un mur extérieur et munie d'une enveloppe résistante aux intempéries. Cette modification ne s'appliquerait qu'aux générateurs d'air chaud à gaz muraux.

Cette modification ajouterait une définition de l'expression « à espace restreint » pour remplacer la définition de l'expression « mural » et pour s'harmoniser avec les définitions des climatiseurs et thermopompes à espace restreint dans le Règlement. Cette modification abrogerait l'exigence relative à la cote d'efficacité énergétique du ventilateur (FER) applicable aux générateurs d'air chaud muraux dotés d'un dispositif de refroidissement fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2024, afin de résoudre les problèmes techniques liés à cette exigence. Cette modification

the type of blower fan motors to allow NRCan to monitor the technology used. The requirements under consideration would apply to gas furnaces manufactured on or after January 1, 2024.

Electric water heaters (Division 6, Subdivision A)

An electric water heater is prescribed as an energy-using product in the Regulations. “Electric water heater” means a stationary electric storage tank water heater that is intended for use on pressurized water systems and that has a nominal storage tank volume of at least 50 L (13.21 U.S. gallons). Household electric water heaters have an input rate of less than 12 kW (40,982 Btu/h). The Amendment would apply only to household electric water heaters.

The Amendment would incorporate the current U.S. testing standard, as amended from time to time, as the only testing option (removing the CSA standard), and update energy efficiency standards by keeping only one energy efficiency metric and strengthening the efficiency levels. The energy efficiency standards would be changed so that small electric water heaters having a nominal volume between 20 and 55 U.S. gallons (75 L and 208 L) inclusively would harmonize with the current U.S. standards. Those standards are also considered for electric water heaters with a nominal volume ≥ 13.2 but < 20 U.S. gallons (≥ 50 L but < 75 L) which would continue to be regulated, in contrast with the United States. The energy efficiency standards for larger electric water heaters (> 55 U.S. gallons but ≤ 120 U.S. gallons, or > 208 L but ≤ 454 L) would continue to be less stringent than those in the United States due to variations in Canadian operating conditions such as colder groundwater temperatures and higher set-point temperatures. The requirements under consideration would apply to household electric water heaters manufactured on or after January 1, 2025. However, there would be a transitional provision under which regulated parties would have the option to comply with the new or the former requirements for household electric water heaters manufactured on or after January 1, 2025, and before January 1, 2027.

Gas-fired storage water heaters (Division 6, Subdivision B)

A gas-fired storage water heater is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Gas-fired storage water heater means a stationary gas-heated water container that uses propane or natural gas for fuel and has a nominal storage tank volume of at least 76 L (20 U.S. gallons). Household gas-fired storage water heaters have an input rate of less than or equal to 21.97 kW (75,000 Btu/h). This Amendment would only apply to household gas-fired storage water heaters.

demanderait également de nouveaux renseignements sur les types de moteurs de ventilateurs, afin de permettre à RNCan de contrôler la technologie utilisée. Les exigences envisagées s’appliqueraient aux générateurs d’air chaud à gaz fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2024.

Chauffe-eau électriques (section 6, sous-section A)

Un chauffe-eau électrique est considéré comme un matériel consommateur d’énergie dans le Règlement. On entend par chauffe-eau électrique un chauffe-eau électrique à réservoir d’eau fixe destiné à être raccordé à une alimentation d’eau sous pression et dont le volume nominal du réservoir de stockage est d’au moins 50 L (13,21 gallons US). Les chauffe-eau électriques domestiques ont un débit calorifique inférieur à 12 kW (982 Btu/h). Cette modification ne s’appliquerait qu’aux chauffe-eau électriques domestiques.

Cette modification intégrerait la norme de mise à l’essai actuelle des États-Unis, telle que modifiée de temps à autre, comme seule option d’essai (en supprimant la norme CSA), et mettrait à jour les normes d’efficacité énergétique en ne conservant qu’une seule mesure d’efficacité énergétique et en renforçant les niveaux d’efficacité. Les normes d’efficacité énergétique seraient modifiées afin que les normes états-uniennes actuelles pour les petits chauffe-eau électriques ayant un volume nominal compris entre 20 et 55 gallons états-uniens inclusivement (75 L et 208 L) s’harmonisent avec les normes actuelles des États-Unis. Ces normes sont également envisagées pour les chauffe-eau électriques d’un volume nominal $\geq 13,2$, mais < 20 gallons états-uniens (≥ 50 L, mais < 75 L) qui continueraient d’être réglementés, contrairement aux États-Unis. Les normes d’efficacité énergétique pour les chauffe-eau électriques plus importants (> 55 gallons états-uniens) continueraient à être moins strictes que celles des États-Unis en raison des variations des conditions d’exploitation au Canada, telles que des températures d’eau souterraine plus froides et des températures de consigne plus élevées. Les exigences envisagées s’appliqueraient aux chauffe-eau électriques domestiques fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2025. Cependant, il y aurait une disposition transitoire en vertu de laquelle les parties réglementées auraient la possibilité de se conformer aux nouvelles ou aux anciennes exigences pour les chauffe-eau électriques domestiques fabriqués à compter du 1^{er} janvier 2025, mais avant le 1^{er} janvier 2027.

Chauffe-eau à réservoir alimentés au gaz (section 6, sous-section B)

Un chauffe-eau à réservoir alimenté au gaz est considéré comme un matériel consommateur d’énergie dans le Règlement. On entend par chauffe-eau à réservoir alimenté au gaz un réservoir d’eau fixe chauffé au gaz qui utilise du propane ou du gaz naturel comme combustible et dont le volume nominal est d’au moins 76 L (20 gallons US). Les chauffe-eau domestiques à réservoir alimentés au gaz ont un débit calorifique inférieur ou égal à 21,97 kW (75 000 Btu/h). Cette modification ne

The Amendment would incorporate the current U.S. testing standard, as amended from time to time, as the only testing option (removing the CSA standard) and update energy efficiency standards by keeping only one energy efficiency metric, without changing the efficiency levels. The testing and energy efficiency standards would be harmonized with the current U.S. standard. The requirements under consideration would apply to household gas-fired water storage heaters manufactured on or after January 1, 2025.

Oil-fired water heaters (Division 6, Subdivision C)

An oil-fired water heater is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Oil-fired water heaters use oil for fuel and have a nominal storage tank volume of at least 76 L (20 U.S. gallons). Household oil-fired water heaters have an input rate of less than or equal to 30.5 kW (105,000 Btu/h). This Amendment would only apply to household oil-fired water heaters.

The Amendment would incorporate the current U.S. testing standard, as amended from time to time, as the only testing option (removing the CSA standard) and update energy efficiency standards by keeping only one energy efficiency metric, without changing the efficiency levels. The testing and energy efficiency standards would be harmonized with the current U.S. standard. The requirements under consideration would apply to household oil-fired water heaters manufactured on or after January 1, 2025.

Gas-fired instantaneous water heaters (Division 6, Subdivision D)

A gas-fired instantaneous water heater is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Gas-fired instantaneous water heater means a flow-activated water heater that uses natural gas or propane for fuel and has a nominal storage tank volume that is less than or equal to 38 L (10 U.S. gallons) and an input rate to nominal volume ratio of not less than 309 W/L (4,000 Btu/h/U.S. gallon). Household gas-fired instantaneous water heaters have an input rate of less than 58.56 kW (200,000 Btu/h), have a nominal volume of no greater than 7.6 L (2 U.S. gallons) and are designed to provide hot water at a temperature no greater than 82 °C (180 °F). This Amendment would only apply to household gas-fired instantaneous water heaters.

The Amendment would incorporate the current U.S. testing standard, as amended from time to time, as the only

s'appliquerait qu'aux chauffe-eau domestiques à réservoir alimentés au gaz.

Cette modification intégrerait la norme de mise à l'essai actuelle des États-Unis, telle que modifiée de temps à autre, comme seule option d'essai (en supprimant la norme CSA), et mettrait à jour les normes d'efficacité énergétique en ne conservant qu'une seule mesure d'efficacité énergétique, sans changer les niveaux d'efficacité. Les normes de mise à l'essai et d'efficacité énergétique seraient harmonisées avec la norme états-unienne actuelle. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux chauffe-eau domestiques à réservoir alimentés au gaz fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2025.

Chauffe-eau à mazout (section 6, sous-section C)

Un chauffe-eau à mazout est considéré comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. Le chauffe-eau à mazout utilise du mazout comme combustible et possède un réservoir de stockage de volume nominal d'au moins 76 L (20 gallons US). Les chauffe-eau domestiques à mazout ont un débit calorifique inférieur ou égal à 30,5 kW (105 000 Btu/h). Cette modification ne s'appliquerait qu'aux chauffe-eau domestiques à mazout.

Cette modification intégrerait la norme de mise à l'essai actuelle des États-Unis, telle que modifiée de temps à autre, comme seule option d'essai (en supprimant la norme CSA), et mettrait à jour les normes d'efficacité énergétique en ne conservant qu'une seule mesure d'efficacité énergétique, sans changer les niveaux d'efficacité. Les normes de mise à l'essai et d'efficacité énergétique seraient harmonisées avec la norme états-unienne actuelle. Les exigences envisagées s'appliqueraient aux chauffe-eau domestiques à mazout fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2025.

Chauffe-eau instantanés au gaz (section 6, sous-section D)

Un chauffe-eau instantané au gaz est considéré comme un matériel consommateur d'énergie dans le Règlement. On entend par chauffe-eau instantané au gaz un chauffe-eau activé à débit qui utilise le gaz naturel ou le propane comme combustible et dont le volume nominal du réservoir est inférieur ou égal à 38 L (10 gallons US) et dont le rapport entre le débit calorifique et le volume nominal n'est pas inférieur à 309 W/L (4 000 Btu/h/gallon US). Les chauffe-eau domestiques instantanés alimentés au gaz ont un débit calorifique inférieur à 58,56 kW (200 000 Btu/h), ont un volume nominal ne dépassant pas 7,6 L (2 gallons US) et sont conçus pour fournir de l'eau chaude à une température ne dépassant pas 82 °C (180 °F). Cette modification ne s'appliquerait qu'aux chauffe-eau instantanés domestiques au gaz.

Cette modification prévoit que la norme de mise à l'essai actuelle des États-Unis, telle que modifiée de temps

testing option (removing the CSA standard). The requirements under consideration would apply to household gas-fired instantaneous water heaters manufactured on or after January 1, 2025.

General service lamps (Division 7, Subdivision B)

A general service lamp (GSL) is prescribed as an energy-using product in the Regulations. Currently, GSL means an electrical device that provides functional illumination and has a luminous flux of at least 310 lumens but not more than 2 600 lumens, a nominal voltage of at least 110 V but not more than 130 V or a nominal voltage range that lies at least partially between those voltages and a screw base. GSLs are typically used in the residential sector.

The Amendment would expand the scope of GSLs to harmonize with the current U.S. scope by consolidating existing regulatory categories for GSLs, modified spectrum incandescent lamps (MSILs), compact fluorescent lamps (CFLs) and general service incandescent reflector lamps (GSIRLs), as well as including other currently unregulated lamps that are covered under the U.S. definition of GSLs. The Amendment would incorporate the current U.S. testing standards, as amended from time to time, as the only testing option (removing others including CSA, IES “Illuminating Engineering Society of North America,” and CIE “International Commission on Illumination”), and strengthen the energy efficiency standards by incorporating an NRCan technical standards document, as amended from time to time, to reproduce the current U.S. energy efficiency standards. The Amendment would also update labelling requirements to account for new lamp technologies under the expanded GSL scope. The energy efficiency and testing requirements under consideration would apply to general service incandescent lamps (which would include the existing GSL and MSIL) and GSIRL manufactured on or after January 1, 2024, and to other newly regulated GSLs, manufactured on or after January 1, 2025. The label requirements under consideration would apply to GSLs (those currently regulated and newly regulated) manufactured on or after January 1, 2026. Harmonizing labelling requirements with those in the United States is not being considered, based on the requirements for French and English labelling and consultations which highlighted the need to focus on more tangible metrics that better serve Canadian consumers.

à autre, soit la seule option d’essai (en supprimant la norme CSA). Les exigences envisagées s’appliqueraient aux chauffe-eau instantanés domestiques au gaz fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2025.

Lampes standard (section 7, sous-section B)

Une lampe standard (LS) est considérée comme un matériel consommateur d’énergie dans le règlement. Actuellement, on entend par lampe standard un dispositif électrique qui fournit un éclairage fonctionnel produisant un flux lumineux d’au moins 310 lumens, mais d’au plus 2 600 lumens, qui possède une tension nominale d’au moins 110 V, mais d’au plus 130 V ou une plage de tension nominale comprise au moins partiellement entre ces tensions, et qui est muni d’un culot à vis. Les lampes standard sont généralement utilisées dans le secteur résidentiel.

Cette modification élargirait le champ d’application des lampes standard pour l’harmoniser avec celui des États-Unis en consolidant les catégories réglementaires existantes pour les lampes standard, les lampes à incandescence à spectre modifié (LISM), les lampes fluorescentes compactes (LFC) et les lampes à réflecteur à incandescence standard (LRIS), ainsi qu’en incluant d’autres lampes actuellement non réglementées couvertes par la définition des lampes standard des États-Unis. Cette modification intégrerait les normes de mise à l’essai actuelles des États-Unis, avec leurs modifications successives, comme seule option d’essai (en supprimant les autres options, notamment CSA, IES « Illuminating Engineering Society of North America » et CIE « International Commission on Illumination »), et renforcerait les normes d’efficacité énergétique en intégrant un document de normes techniques de RNCan, avec ses modifications successives, afin de reproduire les normes d’efficacité énergétique états-uniennes actuelles. Cette modification mettrait également à jour les exigences en matière d’étiquetage, afin de tenir compte des nouvelles technologies de lampes dans le cadre du champ d’application élargi de la lampe standard. Les exigences en matière d’efficacité énergétique et de mise à l’essai envisagées s’appliqueraient aux lampes à incandescence standard (qui comprendront les lampes standard et LISM présentement réglementées) et les LRIS fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2024, et aux autres lampes standard nouvellement réglementées, fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2025. Les exigences en matière d’étiquetage envisagées s’appliqueraient aux LIS (celles qui sont actuellement réglementées et celles qui le sont nouvellement) fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2026. L’harmonisation des exigences d’étiquetage avec celles des États-Unis n’est pas envisagée, compte tenu des exigences d’étiquetage en français et en anglais et des consultations qui ont mis en évidence la nécessité de se concentrer sur des paramètres plus tangibles qui servent mieux les consommateurs canadiens.

(c) Update the list of energy-using products to ensure the Minister can exercise the Ministerial Regulations authority to maintain harmonization of requirements with another jurisdiction

The Amendment would add the following five products to the list of existing energy-using products specified for which energy efficiency standards, testing standards, and prescribed information could be amended through Ministerial Regulations in future regulatory processes (under section 11.1 of the Regulations) for the purposes of maintaining the harmonization of requirements:

- Air compressors
- Faucets
- Line voltage thermostats
- Pool pumps
- Showerheads

Considerations

Ambulatory incorporation by reference

The use of ambulatory incorporation by reference to U.S. standards or NRCAN technical standards documents reproducing U.S. standards throughout this Amendment would ensure that harmonization is maintained, in the Regulations, without disruption, even when the United States updates their requirements. Ambulatory incorporation by reference provides certainty to industry and reduces potential trade impacts, double testing, and minimizes the costs and obstacles of regulated parties operating in both markets.

Ambulatory incorporation by reference would point to bilingual documents where possible; however, unilingual standards would be incorporated when there are no available standards in French either through the CSA or through other international standard development organizations, and when the documents are very technical in nature and are aimed at regulated parties and testing bodies that conduct energy efficiency measurements.

Transitional provisions (voluntary early compliance)

The Amendment would include transitional provisions for specific products during which regulated parties would have the opportunity, on a voluntary basis, to comply with the new requirements before the actual coming into force of the regulations. Such transitional provisions would help reduce the burden for the industry, expedite products on the market that meet the new requirements, and harmonize with practices of the United States. More information on the products that would be covered by transitional provisions is provided later in this document under the

c) Mettre à jour la liste des matériels consommateurs d'énergie pour que le ministre puisse exercer l'autorité en vertu des règlements ministériels, afin de maintenir l'harmonisation des exigences avec une autre instance

Cette modification ajouterait les cinq matériels suivants à la liste des matériels consommateurs d'énergie existants pour lesquels les normes d'efficacité énergétique, les normes de mise à l'essai et les renseignements désignés pourraient être modifiés par voie de règlement ministériel dans le cadre de processus réglementaires futurs (en vertu de l'article 11.1 du Règlement), afin de maintenir l'harmonisation des exigences :

- Compresseurs d'air
- Robinets
- Thermostats à tension de secteur
- Pompes de piscine
- Pommex de douche

Considérations

Incorporation par renvoi dynamique

Le recours à l'incorporation par renvoi dynamique aux normes états-uniennes ou aux documents de normes techniques de RNCAN reproduisant les normes états-uniennes dans l'ensemble de la présente modification garantirait le maintien de l'harmonisation, dans le Règlement, sans interruption, même lorsque les États-Unis mettent à jour leurs exigences. L'incorporation par renvoi dynamique apporte une certitude à l'industrie et réduit les effets potentiels sur le commerce, les doubles tests et minimise les coûts et les obstacles pour les parties réglementées en activité sur les deux marchés.

L'incorporation par renvoi dynamique pointerait vers des documents bilingues lorsque cela est possible; cependant, des normes unilingues sont incorporées lorsqu'il n'existe pas de normes disponibles en français, que ce soit par l'intermédiaire de la CSA ou d'autres organismes internationaux de normalisation, et quand les documents sont de nature très technique et s'adressent aux parties réglementées et aux organismes de mise à l'essai qui effectuent des mesures de l'efficacité énergétique.

Dispositions transitoires (conformité anticipée volontaire)

Cette modification comprendrait des dispositions transitoires pour des matériels particuliers pendant lesquelles les parties réglementées auraient la possibilité, sur une base volontaire, de se conformer aux nouvelles exigences avant l'entrée en vigueur effective des règlements. De telles dispositions transitoires permettraient de réduire le fardeau pour l'industrie, d'accélérer la mise sur le marché de matériels répondant aux nouvelles exigences et de refléter les pratiques en vigueur aux États-Unis. De plus amples renseignements sur les matériels qui seraient

section “Implementation, compliance and enforcement, and service standards.”

Regulatory development

Consultation

Due to the Amendment’s implications on international trade, the public will be given a 70-day period (from the day the Amendment is republished in the *Canada Gazette*, Part I) to provide their comments on the proposal.

Stakeholders, including regulated parties, consumers, and other interested parties were informed of the changes being considered in the Amendment and were provided opportunities to comment at several points since June 2022. Overall, stakeholders were generally supportive of the approach despite some concerns. Groups that were informed include, but are not limited to, manufacturers, distributors, importers, retailers, National Indigenous Organizations, including Inuit Tapiriit Kanatami, Assembly of First Nations, and the Metis Nation Council, as well as Indigenous technical organizations (organizations offering scientific expertise with the intent of supporting the interests of Indigenous communities), industry associations, provincial, territorial and international governments, federal departments, energy utilities, certification bodies, custom brokers, consumer associations, contractors, builders, energy efficiency advocates and non-governmental organizations, and other interested stakeholders who have signed to our mailing list. To subscribe to receive updates on energy-using products in Canada, see: [Get updates on energy efficiency for products](#).

Activities undertaken

The key activities used to communicate details to, and gather comments from, the stakeholder community about the Amendment are outlined in chronological order below.

Publications and webinars

The information about publications and webinars has been distributed to stakeholders via targeted emails to over 6 000 stakeholders. In turn, many of these individuals and organizations forwarded this information, providing access to a large audience of stakeholders. The main publications and webinars made available to stakeholders include:

- **Forward Regulatory Plan:** in April 2022, NRCan first indicated its intention to move forward with Amendment 18 in its Forward Regulatory Plan, which

couverts par les dispositions transitoires sont fournis plus loin dans le présent document, dans la section « Mise en œuvre, conformité et application, et normes de service ».

Élaboration de la réglementation

Consultation

En raison de l’incidence de cette modification sur le commerce international, le public disposera d’une période de 70 jours (à compter de la date de publication préalable de la modification dans la Partie I de la *Gazette du Canada*) pour faire part de ses commentaires sur la proposition.

Les parties prenantes, y compris les parties réglementées, les consommateurs et les autres parties intéressées, ont été informées des changements envisagés dans la modification et ont eu l’occasion de formuler des commentaires à plusieurs reprises depuis juin 2022. Dans l’ensemble, les parties prenantes se sont montrées favorables à l’approche, malgré quelques inquiétudes. Les groupes informés comprennent, entre autres, des fabricants, des fournisseurs, des importateurs, des détaillants, des organismes autochtones nationaux, notamment l’Inuit Tapiriit Kanatami, l’Assemblée des Premières Nations et le Ralliement national des Métis, ainsi que des organisations techniques autochtones (organisations offrant une expertise scientifique dans le but de soutenir les intérêts des collectivités autochtones), des associations industrielles, des administrations publiques provinciales, territoriales, fédérales et internationales, des services publics de l’énergie, des organismes de certification, des courtiers en douane, des associations de consommateurs, des entrepreneurs, des constructeurs, des défenseurs de l’efficacité énergétique et des organisations non gouvernementales, ainsi que d’autres parties prenantes intéressées qui se sont inscrites sur notre liste d’envoi. Pour s’abonner et recevoir des mises à jour sur les matériels consommateurs d’énergie au Canada, voir : [Obtenir des mises à jour sur l’efficacité énergétique pour des produits](#).

Activités entreprises

Les principales activités utilisées pour communiquer des détails à la communauté des parties prenantes et recueillir leurs commentaires sur cette modification sont présentées ci-dessous dans l’ordre chronologique.

Publications et séminaires en ligne

Les informations sur les publications et les séminaires en ligne ont été diffusées aux parties prenantes au moyen de courriels ciblés adressés à plus de 6 000 d’entre elles. À leur tour, nombre de ces personnes et organisations ont transmis ces informations; ce qui leur a permis d’accéder à un grand nombre de parties prenantes. Les principales publications et séminaires en ligne mis à la disposition des parties prenantes sont les suivants :

- **Plan prospectif de la réglementation :** en avril 2022, NRCan a signalé pour la première fois son

was updated in June 2022 and April 2023 to indicate NRCan's intent to follow through with Amendment 18 (see [Amendments to Canada's Energy Efficiency Regulations, 2016](#)).

- **Webinar:** in June 2022, nine webinars for specific products were held, including for portable and room air conditioners, water heaters (electric, natural gas and oil), large air conditioners and large heat pumps, general service lamps, central air conditioners and central heat pumps, pool pumps, showerheads and faucets, air compressors, and line voltage thermostats with affected stakeholders. The webinars mainly discussed the content of the technical bulletins and sought input on the Amendment and potential implications for any subset of the population.
- **Technical bulletin:** in July 2022, 13 technical bulletins were published for [portable air conditioners](#), [room air conditioners](#), [gas-fired storage water heaters](#), [electric water heaters](#), [oil-fired water heaters](#), [large air conditioners and large heat pumps](#), [general service lamps](#), [central air conditioners and central heat pumps](#), [pool pumps](#), [showerheads](#), [faucets](#), [air compressors](#) and [line voltage thermostats](#) to collect stakeholder views on the requirements being considered.

Meetings

In addition to the activities outlined above, NRCan held meetings with the main manufacturers' associations impacted by the Amendment, to further inform them about the content of the Amendment. NRCan also met with other partners, including national and international departments, agencies and committees, to discuss the potential impact of the Amendment.

- On August 16, 2022, NRCan presented to the Canadian Plumbing Association Conference. The purpose was to raise awareness of the proposed regulatory changes for water heaters, pool pumps, showerheads, and faucets to regulated parties so that they can determine whether the amendments would impact them so that they continue to engage in the regulatory process.
- On May 9, 2023, NRCan met with the Canadian Institute of Plumbing and Heating to discuss its intent to use the rated volume (V_r) instead of the current measured volume (V_s) when calculating energy efficiency standards - Uniform Energy Factor (UEF) and Standby Loss formulas for water heaters, to harmonize with the United States. NRCan informed the industry of its intention to consider harmonizing with the United States the nomenclature of water heater volumes used in the Regulations.

intention d'aller de l'avant avec la modification 18 dans son Plan prospectif de la réglementation, mis à jour en juin 2022 et en avril 2023 pour indiquer l'intention de NRCan de donner suite à la modification 18 (voir [Modifications au Règlement sur l'efficacité énergétique du Canada, 2016](#)).

- **Webinaire :** en juin 2022, neuf webinaires ont été organisés avec les parties prenantes concernées pour des matériels particuliers, notamment pour les climatiseurs portatifs et individuels, les chauffe-eau (électriques, au gaz naturel et au mazout), les climatiseurs et thermopompes de grande puissance, les lampes standard, les climatiseurs et thermopompes centraux, les pompes de piscine, les pommes de douche et les robinets, les compresseurs d'air et les thermostats à tension de ligne. Ces webinaires ont principalement porté sur le contenu des bulletins techniques et ont permis de recueillir des commentaires sur cette modification et ses répercussions potentielles pour tout sous-ensemble de la population.
- **Bulletin technique :** en juillet 2022, 13 bulletins techniques ont été publiés pour les [climatiseurs portatifs](#), les [climatiseurs individuels](#), les [chauffe-eau à réservoir alimentés au gaz](#), les [chauffe-eau électriques](#), les [chauffe-eau à mazout](#), les [climatiseurs et thermopompes de grande puissance](#), les [lampes standard](#), les [climatiseurs centraux et thermopompes centrales](#), les [pompes de piscine](#), les [pommes de douche](#), les [robinets](#), les [compresseurs d'air](#) et les [thermostats à tension de secteur](#), afin de recueillir l'avis des parties prenantes sur les exigences envisagées.

Réunions

Outre les activités décrites ci-dessus, NRCan a organisé des réunions avec les principales associations de fabricants concernées par cette modification, afin de les informer davantage sur le contenu de cette modification. NRCan a également rencontré d'autres partenaires, notamment des ministères, des organismes et des comités nationaux et internationaux, pour discuter de l'incidence potentielle de cette modification.

- Le 16 août 2022, NRCan a fait une présentation à la conférence de l'Association canadienne de la plomberie. L'objectif était de sensibiliser les parties réglementées aux modifications réglementaires proposées pour les chauffe-eau, les pompes de piscine, les pommes de douche et les robinets, afin qu'elles puissent déterminer si les modifications les concerneraient et qu'elles continuent de participer au processus réglementaire.
- Le 9 mai 2023, NRCan a rencontré l'Institut canadien de plomberie et de chauffage pour discuter de son intention d'utiliser le volume nominal (V_r) au lieu du volume mesuré actuel (V_s) lors du calcul des normes d'efficacité énergétique, formules de facteur énergétique uniforme (UEF) et de perte en attente pour les chauffe-eau, aux fins d'harmonisation avec les États-Unis. NRCan a informé l'industrie de son intention

- On May 26, 2023, NRCan met with National Research Council Canada, to discuss the differences between compliance with the federal Regulations and the National Building Codes for faucets and showerheads.
- On June 7, 2023, NRCan met with the Heating, Refrigeration and Air Conditioning Institute of Canada to address concerns related to the technical requirements for through-the-wall gas furnaces. During the meeting, NRCan collaborated with the association to develop solutions that are now in this proposed Amendment.
- On July 26, 2023, NRCan met with Health Canada to discuss the potential health risk associated with the increased residence time in piping systems from showerheads. Health Canada confirmed that increased residence time can increase chemical leaching and biological growth. However, quantifying increased risk to health is very complex and not dependent only on fixture flow rates. Water in residential piping is stagnant for much of the day, irrespective of flow rates.
- On September 27, 2023, NRCan met with California Energy Commission, to discuss the potential health risk associated with the increased residence time of water in piping systems. The California Energy Commission noted that insufficient evidence was presented to warrant not regulating reduced flow rates. California Energy Commission has not had any known issues deriving from their regulations to low-flow water products. The impact of low-flow product regulation is not just on residential flow rates, but also on municipal infrastructure flow rates.
- On November 22, 2023, NRCan took part in the Standing Committee on Heating, Ventilation, and Air Conditioning (HVAC) and Plumbing Discussion meeting organized by Codes Canada and gave a presentation on the upcoming amendments to the Regulations, specifically for faucets and showerheads.

Other ongoing activities

NRCan also maintains the following ongoing activities that provide additional opportunities to inform and gather feedback from all stakeholders:

- The [Energy Efficiency Regulations](#) web page of the NRCan website where stakeholders can find up-to-date information about energy efficiency standards for products that are regulated in Canada.
- Ongoing bilateral discussions where NRCan is in close contact with the industry through major industry

d'envisager d'harmoniser avec les États-Unis la nomenclature des volumes de chauffe-eau utilisée dans le Règlement.

- Le 26 mai 2023, RNCan a rencontré le Conseil national de recherches du Canada pour discuter des différences entre la conformité au règlement fédéral et aux codes nationaux du bâtiment pour les robinets et les pommes de douche.
- Le 7 juin 2023, RNCan a rencontré l'Institut canadien du chauffage, de la climatisation et de la réfrigération, afin d'aborder les préoccupations relatives aux exigences techniques pour les générateurs d'air chaud à gaz muraux. Au cours de cette réunion, RNCan a collaboré avec l'association pour élaborer des solutions qui figurent désormais dans la présente proposition de modification.
- Le 26 juillet 2023, RNCan a rencontré Santé Canada pour discuter du risque potentiel pour la santé associé à l'augmentation du temps de passage dans les canalisations du fait des pommes de douche. Santé Canada a confirmé que l'augmentation du temps de passage pouvait favoriser la lixiviation chimique et la croissance biologique. Toutefois, la quantification du risque accru pour la santé est très complexe et ne dépend pas uniquement des débits des appareils. L'eau dans les canalisations résidentielles est stagnante pendant une grande partie de la journée, quel que soit le débit.
- Le 27 septembre 2023, RNCan a rencontré la California Energy Commission, pour discuter du risque potentiel pour la santé associé à l'augmentation du temps de passage dans les canalisations. La California Energy Commission n'a eu connaissance d'aucun problème lié à sa réglementation sur les matériels à faible débit d'eau. L'incidence de la réglementation des matériels à faible débit ne concerne pas seulement les débits résidentiels, mais aussi les débits des infrastructures municipales.
- Le 22 novembre 2023, RNCan a participé à la réunion de discussion du Comité permanent du chauffage, de la ventilation et de la climatisation (CVC) et de la plomberie organisée par Codes Canada et a fait une présentation sur les modifications à venir au Règlement, en particulier concernant les robinets et les pommes de douche.

Autres activités en cours

RNCan mène également les activités permanentes suivantes, qui offrent des possibilités supplémentaires d'informer et de recueillir les commentaires de toutes les parties prenantes :

- la page du [Règlement sur l'efficacité énergétique](#) du site Web de RNCan où les parties prenantes peuvent trouver des renseignements actualisés sur les normes d'efficacité énergétique pour les matériels réglementés au Canada;

associations to discuss the proposed regulatory changes.

- Ongoing monthly discussions with provinces and territories to discuss federal and provincial energy efficiency regulations.

Summary of comments received from impacted parties

The following elaborates only where there were substantive discussions, describing how those discussions were taken into account in the development of the Amendment.

Comments that apply to a few products

Reconsideration of third-party verification

Regulated parties requested a reconsideration of third-party verification requirements for pool pumps, air compressors, GSLs.

It is not uncommon for regulated parties to be concerned about the potential for additional costs associated with third-party verification of newly regulated products. At least one manufacturer has indicated that due to verification costs, they would import fewer models into Canada, resulting in reduced consumer choice. In general, past experience has demonstrated that concerns about third-party verification requirements are alleviated once regulated parties are provided with more information and certification bodies begin to offer verification programs for newly regulated products.

In response to these concerns, NRCan is maintaining the use of third-party verification as the means of assessing compliance for all products. Third-party verification provides a level of independence, transparency, and credibility to the regulatory program. By requiring verification from a certification body accredited by the Standards Council of Canada, manufacturers and consumers are assured of a level playing field, where all products are treated with the same level of scrutiny and are assessed the same way.

NRCan continues to encourage manufacturer collaboration with certification bodies, however, to reduce compliance burden, a manufacturer's own laboratory can be used to test a product provided that it satisfies the requirements of the certification body.

- les discussions bilatérales permanentes dans le cadre desquelles RNCAN est en contact étroit avec l'industrie par l'intermédiaire des principales associations industrielles, afin de discuter des modifications réglementaires proposées;
- des discussions mensuelles permanentes avec les provinces et les territoires au sujet des réglementations fédérales et provinciales en matière d'efficacité énergétique.

Synthèse des commentaires reçus des parties concernées

Les développements qui suivent ne concernent que les discussions de fond et décrivent la manière dont elles ont été prises en compte dans l'élaboration de cette modification.

Commentaires s'appliquant à quelques matériels

Réexamen de la vérification par un tiers

Les parties réglementées ont demandé un réexamen des exigences de vérification par un tiers pour les pompes de piscine, les compresseurs d'air et les lampes standard.

Il n'est pas rare pour les parties réglementées de s'inquiéter de la possibilité de coûts supplémentaires associés à la vérification par un tiers pour des matériels nouvellement réglementés. Au moins un fabricant a indiqué qu'en raison des coûts de vérification, il importerait moins de modèles au Canada; ce qui réduirait le choix des consommateurs. En général, l'expérience passée a démontré que les inquiétudes concernant les exigences en matière de vérification par une tierce partie s'apaisent lorsque les parties réglementées reçoivent davantage de renseignements et que les organismes de certification commencent à proposer des programmes de vérification pour les matériels nouvellement réglementés.

En réponse à ces préoccupations, RNCAN maintient l'utilisation de la vérification par une tierce partie comme moyen d'évaluation de la conformité pour tous les matériels. La vérification par une tierce partie apporte un niveau d'indépendance, de transparence et de crédibilité au programme réglementaire. En exigeant une vérification par un organisme de certification reconnu par le Conseil canadien des normes, les fabricants et les consommateurs sont assurés de bénéficier de conditions de concurrence équitables, selon lesquelles tous les matériels sont traités avec le même niveau d'attention et sont évalués de la même manière.

RNCAN continue d'encourager la collaboration des fabricants avec les organismes de certification. Toutefois, pour réduire le fardeau de la conformité, un fabricant peut utiliser son propre laboratoire pour tester un matériel, à condition qu'il satisfasse aux exigences de l'organisme de certification.

Product-specific comments

Air compressors

A comment received from one regulated party requested to include reciprocating air compressors in the scope of regulated air compressors and requested the adoption of a system approach for regulated products. Further, the stakeholder also expressed concerns about the difference in median high voltage between Canada and the United States.

In response to these concerns, NRCan is keeping the Amendment as proposed based on the following:

Reciprocating air compressors are excluded from the proposed regulatory changes due to the lack of data, at this time, to evaluate their energy efficiency. A system approach for regulating air compressors is not feasible currently as the Act provides for the making of regulations concerning efficiency standards for energy-using products, whereas a system approach implies that the product would be tested as installed and in the case of air compressors, this means including the connecting pipes and associated losses. Finally, the difference in the median high voltage between Canada and the United States is not a major issue. The key requirement for installation is the rated voltage of the air compressor.

Faucets and showerheads

Combined comments received from the Canadian Institute of Plumbing and Heating and Plumbing Manufacturers International were not opposed to testing nor regulating these products in principle, despite some concerns. The concerns expressed by these regulated parties were mainly about the effects of lowered flow rates on consumers, building inspectors, and Canadian water systems and their clients.

In response to these concerns, NRCan has consulted with key regulated parties and experts. While bearing in mind feedback, NRCan is keeping the Amendment as proposed, based on the following:

Concern: Consumers' satisfaction, risks, and energy savings

- Comment: The proposed flow rate should also ensure customer satisfaction.
- Response: NRCan believes that other instruments and processes can help ensure customer satisfaction such as market competition and the development and adoption of voluntary industry standards or programs that address customers' satisfaction.

Commentaires concernant les matériels

Compresseurs d'air

Un commentaire reçu d'une partie réglementée demandait d'inclure les compresseurs d'air à piston dans le champ d'application des compresseurs d'air réglementés et demandait l'adoption d'une approche systémique pour les matériels réglementés. En outre, la partie prenante s'est également inquiétée de la différence de haute tension médiane entre le Canada et les États-Unis.

En réponse à ces préoccupations, RNCan maintient la modification telle qu'elle a été proposée en fonction des éléments suivants :

Les compresseurs d'air à pistons sont exclus des modifications réglementaires proposées en raison du manque de données, à l'heure actuelle, permettant d'évaluer leur efficacité énergétique. Une approche systémique de la réglementation des compresseurs d'air n'est pas envisageable actuellement, car la loi prévoit l'élaboration de règlements concernant les normes d'efficacité pour les matériels consommateurs d'énergie, alors qu'une approche systémique implique que le matériel soit testé tel qu'il est installé et, dans le cas des compresseurs d'air, cela signifie qu'il faut inclure les tuyaux de raccordement et les pertes qui y sont associées. Enfin, la différence de tension médiane entre le Canada et les États-Unis n'est pas un problème majeur. La condition essentielle pour l'installation est la tension nominale du compresseur d'air.

Robinets et pommes de douche

Les commentaires combinés reçus de l'Institut canadien de plomberie et de chauffage et de Plumbing Manufacturers International ne s'opposent pas aux essais ni à la réglementation de ces matériels en principe, malgré certaines inquiétudes. Les préoccupations exprimées par ces parties réglementées concernaient principalement les effets de la réduction des débits sur les consommateurs, les inspecteurs en bâtiment, les réseaux d'eau canadiens et leurs clients.

En réponse à ces préoccupations, RNCan a consulté les principales parties réglementées et des experts. Tout en tenant compte des réactions, RNCan maintient cette modification telle qu'elle a été proposée, en fonction des éléments suivants :

Préoccupation : Satisfaction des consommateurs, risques et économies d'énergie

- Commentaire : Le débit proposé doit également garantir la satisfaction du client.
- Réponse : RNCan estime que d'autres instruments et processus peuvent contribuer à garantir la satisfaction des clients, tels que la concurrence sur le marché et l'élaboration et l'adoption de normes ou de programmes industriels volontaires qui tiennent compte de la satisfaction des clients.

- Comment: The proposed flow rate standards are flawed because they increase water residence times in piping systems.
- Response: NRCan has consulted with Health Canada and the National Research Council (NRC) on the matter of increased residence time in piping systems from showerheads. While the risk is not zero, NRCan has assessed the historical evidence of citizens in other jurisdictions where the standards proposed in this Amendment have been established previously and concluded that there is insufficient evidence to not advance the Regulations under consideration.
- Comment: A lower flow rate increases the time a consumer waits for hot water, and that water is not saved. Therefore, little net energy is saved, overall.
- Response: The market study that was conducted for this product has found that substantial water and hot water energy would be saved by Canadians if lower flow rates were adopted. In addition, analyses by other jurisdictions, such as California, that regulate faucet and showerhead flow rates have seen water and hot water energy savings.⁴

Concern: Building water distribution systems design and energy savings

- Comment: Revising the way building water distribution systems are designed, particularly by using smaller diameter piping, will deliver more water savings than reduced fixture flow rates.
- Response: The Regulations do not cover the design of water distribution systems in a building. NRCan determined that using the Regulations to reduce fixture flow rates is the most cost-effective approach to deliver significant and immediate energy and water savings. This approach would reduce water and energy use in both retrofit and new-build markets.

Concern: Building inspectors' confusion

- Comment: Introducing faucets and showerheads under the Regulations in addition to the Canadian Plumbing Code will confuse building inspectors.
- Response: The Regulations have their own compliance program, and that compliance program does not involve building inspectors. The enforcement of the

- Commentaire : Les normes de débit proposées sont défectueuses, car elles augmentent le temps de passage de l'eau dans les systèmes de canalisation.
- Réponse : RNCa a consulté Santé Canada et le Conseil national de recherches du Canada sur la question de l'augmentation du temps de passage dans les canalisations du fait des pommes de douche. Même si le risque n'est pas nul, RNCa a évalué les preuves historiques des citoyens dans d'autres instances où les normes proposées dans cette modification ont été établies précédemment et a conclu qu'il n'y avait pas suffisamment de preuves pour ne pas faire avancer le règlement à l'étude.
- Commentaire : Un débit plus faible augmente le délai que le consommateur attend pour obtenir de l'eau chaude, et cette eau n'est pas économisée. Par conséquent, l'économie d'énergie nette est faible dans l'ensemble.
- Réponse : L'étude de marché réalisée pour ce matériel a montré que la population canadienne pourrait réaliser des économies substantielles d'eau et d'énergie pour l'eau chaude en adoptant des débits plus faibles. En outre, des analyses réalisées par d'autres instances, comme la Californie, qui réglementent les débits des robinets et des pommes de douche, ont permis de constater des économies d'eau et d'énergie pour l'eau chaude⁴.

Préoccupation : Conception des systèmes de distribution d'eau des bâtiments et économies d'énergie

- Commentaire : La révision de la conception des systèmes de distribution d'eau des bâtiments, notamment par l'utilisation de tuyaux de plus petit diamètre, permettra de réaliser davantage d'économies d'eau que la réduction des débits des appareils sanitaires.
- Réponse : Le Règlement ne couvre pas la conception des systèmes de distribution d'eau dans un bâtiment. NRCan a déterminé que l'utilisation du Règlement pour réduire les débits des appareils sanitaires est l'approche la plus rentable pour réaliser des économies d'énergie et d'eau importantes et immédiates. Cette approche permettrait de réduire la consommation d'eau et d'énergie sur les marchés de la rénovation et de la construction neuve.

Préoccupation : Confusion des inspecteurs de bâtiment

- Commentaire : Le fait d'inclure les robinets et les pommes de douche au règlement, en plus du code canadien de la plomberie, sèmera la confusion dans l'esprit des inspecteurs en bâtiment.
- Réponse : Le Règlement a son propre programme de conformité; ce programme de conformité ne fait pas

⁴ See: [Faucets - Codes and Standards Enhancement \(CASE\) Initiative For PY 2013: Title 20 Standards Development - Analysis of Standards Proposal for Residential Faucets and Faucet Accessories \(PDF\)](#).

⁴ Voir : [Faucets - Codes and Standards Enhancement \(CASE\) Initiative For PY 2013: Title 20 Standards Development - Analysis of Standards Proposal for Residential Faucets and Faucet Accessories \(PDF\)](#).

proposed changes would primarily happen at the country's borders and would not use building inspectors. Therefore, building inspectors could continue to work as they currently do, referring to their applicable Code.

In contrast to Codes, the Regulations' benefits would affect both retrofit and new-build markets because the Regulations apply to products shipped from one province to another or imported into Canada for the purpose of sale or lease.

Concern: Canadian water systems and clients

- **Comment:** The proposed policy's effects on Canadian water systems and their clients should be analyzed before implementing the proposed changes.
- **Response:** NRCan reviewed the resources shared by regulated parties in support of this concern and, although there were very different circumstances from the proposed regulatory changes, evidence showed that water and wastewater system operators adapted to lower average indoor residential water use. In particular, while the U.S. state of California experienced drought and imposed a wide-ranging, unexpected, and large limit on water use, Canada's proposal is less dramatic. The proposed Amendment is planned, is further in the future, and more limited in scope. Many other North American jurisdictions historically or currently regulate maximum fixture flow rates, and these jurisdictions have adapted or planned accordingly. Examples include California, Colorado, Vermont, Hawaii, Washington State, Nevada, New York, Washington, D.C., New Jersey, among others.

Pool pumps

Comments received from three manufacturers and the manufacturers association Pool and Hot Tub Council of Canada expressed concerns with the amount of time for manufacturers to comply with the proposed changes and requested additional time.

In response to these concerns, NRCan is now providing more time for compliance with the proposed regulatory changes, considering this is a newly regulated product. The period of manufacture would be January 1, 2025, rather than the originally considered January 1, 2021.

intervenir les inspecteurs en bâtiment. L'application des changements proposés se ferait principalement aux frontières du pays et ne ferait pas appel à des inspecteurs en bâtiment. Par conséquent, les inspecteurs en bâtiment pourraient continuer à travailler comme ils le font actuellement, en se référant à leur code applicable.

Contrairement aux codes, les avantages du Règlement toucheraient à la fois les marchés de la rénovation et de la construction neuve, car le Règlement s'applique aux matériels expédiés d'une province à l'autre ou importés au Canada à des fins de vente ou de location.

Préoccupation : Réseaux de distribution d'eau et clients canadiens

- **Commentaire :** Il convient d'analyser les effets de la politique proposée sur les réseaux d'eau canadiens et leurs clients avant de mettre en œuvre les changements proposés.
- **Réponse :** RNCa a examiné les ressources partagées par les parties réglementées justifiant cette préoccupation et, même si les circonstances étaient très différentes des changements réglementaires proposés, des preuves ont montré que les exploitants de réseaux d'alimentation en eau et d'eaux usées se sont adaptés à la réduction de la consommation moyenne d'eau à l'intérieur des habitations. En particulier, alors que l'État de Californie des États-Unis a connu une sécheresse et a imposé une limite importante, inattendue et de grande envergure à l'utilisation de l'eau, la proposition du Canada est moins spectaculaire. La modification proposée est planifiée, est plus éloignée dans le temps et sa portée est plus limitée. De nombreuses autres instances nord-américaines ont réglementé par le passé ou réglementent actuellement les débits maximaux des appareils sanitaires; ces instances se sont adaptées ou ont planifié en conséquence. Il s'agit par exemple de la Californie, du Colorado, du Vermont, d'Hawaï, de l'État de Washington, du Nevada, de New York, de Washington DC., du New Jersey, etc.

Pompes de piscine

Les commentaires reçus de trois fabricants et de l'association de fabricants du Conseil canadien des piscines et spas expriment des inquiétudes quant au délai dont disposent les fabricants pour se conformer aux modifications proposées et demandent un délai supplémentaire.

En réponse à ces préoccupations, RNCa accorde maintenant plus de temps pour se conformer aux modifications réglementaires proposées, étant donné qu'il s'agit d'un matériel nouvellement réglementé. La période de fabrication serait fixée au 1^{er} janvier 2025, au lieu du 1^{er} janvier 2021 initialement envisagé.

Large air conditioners and large heat pumps

Combined comments received from the Heating Refrigeration and Air Conditioning Institute and the Air Conditioning, Heating and Refrigeration Institute, which represents several HVAC industry stakeholders, as well as specific manufacturers, supported the general harmonization with the United States, despite some concerns. Overall, there were concerns over the proposed heating coefficient of performance at -8.3°C for heat pumps, and the amount of time to comply with the new energy efficiency standards.

In response to these concerns, NRCan is keeping the Amendment as proposed based on the following:

Concern: The heating coefficient of performance at -8.3°C for heat pumps

- **Comment:** NRCan proposal should not include energy efficiency standards for large heat pumps at a heating coefficient of performance at -8.3°C .
- **Response:** Energy efficiency standards for the heating coefficient of performance at -8.3°C are already required for large heat pumps.

Concern: Amount of time to comply with the new energy efficiency requirements

- **Comment:** NRCan coming-into-force date for the proposed energy efficiency standards should closely harmonize with the with U.S. compliance date.
- **Response:** NRCan proposal would harmonize the period of manufacture with the U.S. compliance date and the proposed energy efficiency standards would come into force six months after the Amendment would be published in the *Canada Gazette*, Part II.

Central air conditioners and central heat pumps

A comment received from one manufacturer and a joint comment received from two manufacturing associations, the Air-Conditioning, Heating, and Refrigeration Institute and the Heating, Refrigeration and Air Conditioning Institute of Canada supported the general harmonization with the United States, despite some concerns. The concerns expressed by these stakeholders were mainly about the additional testing requirements under cold climate conditions for central heat pumps, the need to avoid misalignment with the United States, and the accessibility to early compliance guidance.

Climatiseurs de grande puissance et thermopompes de grande puissance

Les commentaires combinés de l'Institut canadien du chauffage, de la climatisation et de la réfrigération et de l'Air Conditioning, Heating and Refrigeration Institute, qui représentent plusieurs parties prenantes de l'industrie du chauffage, de la ventilation et de la climatisation, ainsi que des fabricants particuliers, ont soutenu l'harmonisation générale avec les États-Unis, en dépit de certaines préoccupations. Dans l'ensemble, le coefficient de performance de chauffage proposé à $-8,3^{\circ}\text{C}$ pour les thermopompes et le délai nécessaire pour se conformer aux nouvelles normes d'efficacité énergétique en matière de performance ont suscité des inquiétudes.

En réponse à ces préoccupations, RNCan maintient la modification telle qu'elle a été proposée en fonction des éléments suivants :

Préoccupation : Coefficient de performance de chauffage à $-8,3^{\circ}\text{C}$ pour les thermopompes

- **Commentaire :** La proposition de RNCan ne devrait pas inclure des normes d'efficacité énergétique pour les thermopompes de grande puissance avec un coefficient de performance thermique de $-8,3^{\circ}\text{C}$.
- **Réponse :** Les normes d'efficacité énergétique pour le coefficient de performance thermique à $-8,3^{\circ}\text{C}$ sont déjà requises pour les thermopompes de grande puissance.

Préoccupation : Délai nécessaire pour se conformer aux nouvelles exigences d'efficacité énergétique

- **Commentaire :** La date d'entrée en vigueur des normes d'efficacité énergétique proposées par RNCan devrait être étroitement harmonisée avec la date de conformité aux États-Unis.
- **Réponse :** La proposition de RNCan harmoniserait la période de fabrication avec la date de conformité aux États-Unis et les normes d'efficacité énergétique proposées entreraient en vigueur six mois après la publication de la modification dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

Climatiseurs centraux et thermopompes centrales

Le commentaire d'un fabricant et le commentaire conjoint de deux associations de fabricants, l'Air-Conditioning, Heating, and Refrigeration Institute et l'Institut canadien du chauffage, de la climatisation et de la réfrigération, soutiennent l'harmonisation générale avec les États-Unis, en dépit de certaines préoccupations. Les préoccupations exprimées par ces parties prenantes concernaient principalement les exigences supplémentaires en matière de mise à l'essai dans des conditions climatiques froides pour les thermopompes centrales, la nécessité d'éviter un décalage avec les États-Unis et l'accessibilité à des orientations précoces en matière de conformité.

In response to these concerns, NRCan offers the following:

Concern: Avoiding misalignment with the United States

- **Comment:** The manufacturer requested that NRCan do everything possible to ensure its rule-making process results in a coming-into-force date that would avoid any misalignment with the United States, which would have damaging consequences of not being able to concurrently ship high efficiency products from the United States.
- **Response:** NRCan is proposing a transitional provision where regulated parties could comply with the new requirements as soon as the Amendment would be published in the *Canada Gazette*, Part II.

Concern: Additional testing requirements under cold climate conditions for central heat pumps

- **Comment:** While the manufacturer supported NRCan's desire to account for Canada's regional climate conditions by mandating the very low temperature testing for central heat pumps (which is optional in the United States), the manufacturing associations requested that NRCan reconsider its proposal to avoid any deviation with the U.S. requirements.
- **Response:** NRCan is proposing to keep the Amendment as proposed since testing central heat pumps at the very low temperature would provide valuable performance information that would enhance the sizing, selection, and operation of central heat pumps. It would also provide valuable information for consumers for making purchasing decisions and for utility programs to be able to incentivize central heat pumps that provide good cold-climate performance, and consequently, it would contribute to Canada efforts on climate.

Concern: The accessibility to early compliance guidance

- **Comment:** The manufacturer requested that NRCan formally publishes early compliance guidance like the U.S. DOE guidance, which clearly defines the new requirements.
- **Response:** NRCan is proposing a transitional provision that would provide the option for regulated parties to submit their information and comply with the proposed requirements for these products as soon the Amendment would be published in the *Canada Gazette*, Part II, or to wait six months when the new requirements would become mandatory

En réponse à ces préoccupations, NRCan propose ce qui suit :

Préoccupation : Évite le décalage avec les États-Unis

- **Commentaire :** Le fabricant a demandé à NRCan de faire tout son possible pour que son processus d'élaboration de règles aboutisse à une date d'entrée en vigueur qui évite tout décalage avec les États-Unis; ce qui aurait pour conséquence dommageable de ne pas pouvoir expédier simultanément des matériels à haut rendement à partir des États-Unis.
- **Réponse :** NRCan propose une disposition transitoire permettant aux parties réglementées de se conformer aux nouvelles exigences dès la publication de la modification dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

Préoccupation : Exigences supplémentaires en matière de mise à l'essai dans des conditions climatiques froides pour les thermopompes centrales

- **Commentaire :** Malgré l'appui du fabricant relativement au souhait de NRCan de tenir compte des conditions climatiques régionales du Canada en rendant obligatoire l'essai à très basse température pour les thermopompes centrales (ce qui est facultatif aux États-Unis), les associations de fabricants ont demandé à NRCan de reconsidérer sa proposition, afin d'éviter tout écart par rapport aux exigences états-uniennes.
- **Réponse :** NRCan propose de maintenir la modification telle qu'elle a été proposée, car l'essai des thermopompes centrales à très basse température fournirait des renseignements précieux sur le rendement qui amélioreraient le dimensionnement, la sélection et le fonctionnement des thermopompes centrales. Cela fournirait également des renseignements précieux aux consommateurs pour leurs décisions d'achat ainsi qu'aux programmes de services publics pour qu'ils puissent encourager les thermopompes centrales offrant de bonnes performances en climat froid, et contribuerait ainsi aux efforts du Canada en matière de climat.

Préoccupation : Accessibilité des conseils relativement à une conformité précoce

- **Commentaire :** Le fabricant a demandé à NRCan de publier officiellement des orientations de conformité anticipée, à l'instar des directives du DOE des États-Unis, qui définissent clairement les nouvelles exigences.
- **Réponse :** NRCan propose une disposition transitoire qui permettrait aux parties réglementées de soumettre leurs renseignements et de se conformer aux exigences proposées pour ces matériels dès la publication de la modification dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, ou d'attendre six mois lorsque les nouvelles exigences deviendront obligatoires.

Portable air conditioners

A comment received from the Association of Home Appliance Manufacturers (AHAM) expressed support for the Amendment, despite some concerns over the introduction of labelling requirements. AHAM strongly urged NRCan to ensure that new labels be as consistent as possible with those in the United States, with recognition that there would be some inconsistency due to differences in labelling schemes between the two countries. AHAM also requested that the labelling template for portable air conditioners be similar to the one for room air conditioners label. Finally, AHAM requested that NRCan provide guidance on how to include minimum and maximum performances on the label.

In response to these concerns, NRCan intends to harmonize labels with those in the United States, whenever possible, and within NRCan authority and policies. Also, the label template proposed for portable air conditioners would be similar to the one prescribed for room air conditioners, and NRCan would provide guidance as how to include minimum and maximum performances in the label before compliance date.

Room air conditioners

A comment received from the Association of Home Appliance Manufacturers (AHAM) expressed support for harmonizing all product categories, including room air conditioners, with the recent U.S. DOE activities.

In response to this comment, NRCan is now considering incorporating by ambulatory reference an NRCan technical standards document that would mirror the U.S. requirements for both testing and energy efficiency standards. Previously, the consideration was to only incorporate by ambulatory reference the U.S. testing standards (the Regulations is currently incorporating a CSA standard that is harmonized with the U.S. energy efficiency standards).

Water heaters

Combined comments received from the Heating Refrigeration and Air Conditioning Institute, the Air Conditioning, Heating and Refrigeration Institute, and the Canadian Institute of Plumbing and Heating, as well as specific manufacturers, supported the general harmonization with the United States, despite some concerns. For all water heaters subject to this Amendment, all the stakeholders expressed concerns about delays for harmonizing with the U.S. testing standard and definitions of measured and nominal volumes due to Canadian regulatory timelines. Only one manufacturer had concerns about the period of manufacture for oil-fired and gas-fired water heaters, whereas all the industry association expressed concerns over the period of manufacture for electric water heaters.

Climatiseurs portatifs

L'Association of Home Appliance Manufacturers (AHAM) a exprimé son soutien à la modification, en dépit de certaines préoccupations concernant l'introduction d'exigences en matière d'étiquetage. L'AHAM a demandé instamment à NRCan de veiller à ce que les nouvelles étiquettes soient aussi cohérentes que possible avec celles des États-Unis, tout en reconnaissant qu'un certain manque de cohérence existerait en raison des différences entre les systèmes d'étiquetage des deux pays. L'AHAM a également demandé que le modèle d'étiquetage des climatiseurs portatifs soit similaire à celui des climatiseurs individuels. Enfin, l'AHAM a demandé à NRCan de fournir des orientations sur la manière d'inclure le rendement minimal et maximal sur l'étiquette.

En réponse à ces préoccupations, NRCan a l'intention d'harmoniser les étiquettes avec celles des États-Unis, dans la mesure du possible, et dans le cadre de l'autorité et des politiques de NRCan. En outre, le modèle d'étiquette proposé pour les climatiseurs portatifs serait similaire à celui désigné pour les climatiseurs individuels; NRCan fournirait des orientations sur la manière d'inclure les rendements minimal et maximal sur l'étiquette avant la date de mise en conformité.

Climatiseurs individuels

L'Association of Home Appliance Manufacturers (AHAM) a exprimé son soutien à l'harmonisation de toutes les catégories de matériels, y compris les climatiseurs individuels, avec les activités récentes du DOE.

En réponse à ce commentaire, NRCan envisage maintenant l'incorporation par renvoi dynamique d'un document de normes techniques de NRCan reflétant les exigences états-uniennes en matière de mise à l'essai et de normes d'efficacité énergétique. Auparavant, il était envisagé l'incorporation par renvoi dynamique que pour les normes de mise à l'essai des États-Unis (le règlement incorpore actuellement une norme CSA qui est harmonisée avec les normes d'efficacité énergétique états-uniennes).

Chauffe-eau

Les commentaires combinés de l'Institut canadien du chauffage, de la climatisation et de la réfrigération, de l'Air Conditioning, Heating and Refrigeration Institute et de l'Institut canadien de plomberie et de chauffage, ainsi que des fabricants particuliers, ont soutenu l'harmonisation générale avec les États-Unis, en dépit de certaines préoccupations. Pour tous les chauffe-eau soumis à cette modification, toutes les parties prenantes se sont inquiétées des retards dans l'harmonisation avec la norme de mise à l'essai des États-Unis et les définitions des volumes mesurés et nominaux en raison des délais réglementaires canadiens. Un seul fabricant s'est inquiété de la période de fabrication des chauffe-eau au mazout et au gaz, tandis que toutes les associations industrielles ont exprimé des

In addition, there were a few more concerns specific to electric water heaters. A manufacturer suggested that the energy efficiency standards take into account Canada's cold climate. All industry associations suggested to either harmonize the timelines with the U.S. testing standard timelines or to provide alternative testing options. Finally, one manufacturer expressed concerns over the considered volume ranges.

In response to these concerns, NRCan is keeping the Amendment as proposed, based on the following:

Concern: Delays for harmonizing with the U.S. testing standard

- Comment: Canada's regulatory timeline for the adoption of the U.S. testing standard for oil-fired household water heaters should be harmonized with the U.S. DOE rulemaking process in order to avoid delays.
- Response: NRCan agrees that the North American household hot water heating industry would benefit from the greater harmonization of testing standard for these products. NRCan's proposal to adopt the current U.S. testing standard using ambulatory incorporation by reference would allow Canada to automatically adopt changes to the U.S. testing standard when these changes become effective in the United States. Thus, NRCan's proposal would maintain timely harmonization with the United States in the future.

Since Amendment 13, manufacturers of household oil-fired and gas-fired storage water heaters have had two testing standards to choose from when certifying compliance with the Regulations, including the CAN/CSA-P.3-15 testing standard that quantifies energy efficiency using the Uniform Energy Factor (UEF). Amendment 13 offered a transition period to using the UEF metric instead of the Energy Factor (EF) energy efficiency metric. This Amendment would keep only the current U.S. UEF metric.

The U.S. DOE rulemaking to update the Appendix E to Subpart B of Part 430 testing standard provided manufacturers the opportunity to engage in the development of that testing standard. Given that rulemaking having reached Final Rule, industry will have sufficient regulatory certainty for their work.

préoccupations concernant la période de fabrication des chauffe-eau électriques.

En outre, les chauffe-eau électriques ont suscité quelques inquiétudes supplémentaires. Un fabricant a suggéré que les normes d'efficacité énergétique tiennent compte du climat froid du Canada. Toutes les associations industrielles ont suggéré de refléter les délais des normes de mise à l'essai des États-Unis ou de proposer d'autres options d'essai. Enfin, un fabricant a fait part de ses préoccupations concernant les fourchettes de volumes envisagées.

En réponse à ces préoccupations, RNCan maintient la modification telle qu'elle a été proposée, en fonction des éléments suivants :

Préoccupation : Retards dans l'harmonisation sur la norme de mise à l'essai des États-Unis

- Commentaire : Le calendrier réglementaire du Canada pour l'adoption de la norme de mise à l'essai des États-Unis pour les chauffe-eau domestiques au mazout devrait refléter le processus réglementaire du DOE des États-Unis, afin d'éviter les retards.
- Réponse : RNCan convient que l'industrie nord-américaine des chauffe-eau domestiques bénéficierait d'une plus grande harmonisation des normes de mise à l'essai pour ces matériels. La proposition de RNCan d'adopter la norme de mise à l'essai actuelle des États-Unis par incorporation par renvoi dynamique permettrait au Canada d'adopter automatiquement les changements apportés à la norme de mise à l'essai états-unienne lorsque ces changements entrent en vigueur aux États-Unis. Ainsi, la proposition de RNCan maintiendrait à l'avenir l'harmonisation avec les États-Unis en temps voulu.

Depuis la modification 13, les fabricants de chauffe-eau domestiques à réservoir alimentés au mazout ou au gaz ont le choix entre deux normes de mise à l'essai pour certifier la conformité au Règlement, dont la norme de mise à l'essai CAN/CSA-P.3-15 qui quantifie l'efficacité énergétique à l'aide du facteur énergétique uniforme (UEF). La modification 13 avait proposé une période de transition pour l'utilisation de l'indicateur UEF au lieu de l'indicateur d'efficacité énergétique (facteur énergétique). Cette modification ne conserverait que le système métrique actuel de l'UEF des États-Unis.

La réglementation du DOE des États-Unis visant à mettre à jour l'annexe E de la sous-partie B de la norme de mise à l'essai de la partie 430 a donné aux fabricants l'occasion de participer à l'élaboration de cette norme de mise à l'essai. Étant donné que la réglementation a atteint le stade de la règle finale, l'industrie bénéficiera d'une certitude réglementaire suffisante pour son travail.

Concern: Potential issue on harmonization with the U.S. DOE on testing standard

- Comment: A few regulated parties shared their concern that if incorporation by reference is adopted for the testing standard used for household water heaters, then Canada's regulatory system should be prepared to decouple from the U.S. testing standard if it becomes inappropriate for Canada's market.
- Response: NRCan monitors the impacts of testing and energy efficiency standards referenced in the Regulations, where the policy is to harmonize with another jurisdiction, usually the United States when it's beneficial to Canada's interests. A problematic rulemaking in another jurisdiction could therefore prompt Canada to amend the Regulations to prevent anticipated problems. NRCan is always open to hear comments and concerns from stakeholders with respect to the Regulations, including any potential issues with incorporated standards.

Concern: Harmonizing with the U.S. DOE definitions of measured and nominal volumes

- Comment: The regulatory definitions of nominal and measured storage volumes should be harmonized with those of the United States by January 1, 2024.
- Response: Currently, the third-party certification bodies involved in the testing and certification of regulated household water heaters provide their interpretation of the measured storage volume, helping ease the differences between the Canadian and United States regulatory regimes. Additionally, because the definition for rated volume V_r affects both commercial and household water heaters, as well as past and current regulatory requirements, it means that changing the V_r definition would be affecting more than easing future regulatory compliance.

Nevertheless, to address stakeholders' concerns NRCan has proposed to use the U.S. testing standard and to make a change to the volumetric definitions used for household hot water heaters to harmonize more closely with the U.S. nomenclature. However, the proposed changes would come into force six months following the publication of the Amendment into the *Canada Gazette*, Part II, which would not happen by January 1, 2024.

Concern: Period of manufacture and alternative testing options

- Comment: The date of manufacture of products subject to the proposed amendments should be January 1, 2027, instead of January 1, 2025. Also, a 'hybrid'

Préoccupation : Problème potentiel d'alignement sur le DOE des États-Unis en ce qui concerne les normes de mise à l'essai

- Commentaire : Quelques parties réglementées ont fait part de leur inquiétude : si l'incorporation par renvoi est adoptée pour la norme de mise à l'essai utilisée pour les chauffe-eau domestiques, le système réglementaire canadien devrait être prêt à se dissocier de la norme de mise à l'essai des États-Unis si cette norme devient inappropriée pour le marché canadien.
- Réponse : RNCan surveille l'incidence des essais et des normes d'efficacité énergétique mentionnés dans le règlement, lorsque la politique consiste à s'harmoniser avec une autre instance, généralement les États-Unis, lorsque cela est bénéfique pour les intérêts du Canada. Une réglementation problématique dans une autre instance pourrait donc inciter le Canada à modifier le règlement pour éviter les problèmes anticipés. RNCan est toujours disposé à entendre les commentaires et les préoccupations des parties prenantes concernant le règlement, y compris tout problème potentiel lié aux normes incorporées.

Préoccupation : Harmonisation sur les définitions des volumes mesurés et nominaux du DOE des États-Unis

- Commentaire : Les définitions réglementaires des volumes de stockage nominaux et mesurés devraient refléter celles des États-Unis d'ici le 1^{er} janvier 2024.
- Réponse : Actuellement, les organismes de certification tiers participant aux essais et à la certification des chauffe-eau domestiques réglementés fournissent leur interprétation du volume de stockage mesuré; ce qui permet d'atténuer les différences entre les régimes réglementaires du Canada et des États-Unis. En outre, comme la définition du volume nominal V_r concerne à la fois les chauffe-eau commerciaux et domestiques, ainsi que les exigences réglementaires passées et actuelles, cela signifie qu'une modification de la définition du V_r aurait plus d'effets qu'une simplification de la conformité réglementaire future.

Néanmoins, pour répondre aux préoccupations des parties prenantes, RNCan a proposé d'utiliser la norme de mise à l'essai des États-Unis et de modifier les définitions volumétriques utilisées pour les chauffe-eau domestiques, afin qu'elles reflètent plus étroitement la nomenclature des États-Unis. Toutefois, les modifications proposées entreraient en vigueur six mois après la publication de la modification dans la partie II de la *Gazette du Canada*; ce qui n'interviendrait pas avant le 1^{er} janvier 2024.

Préoccupation : Période de fabrication et autres options d'essai

- Commentaire : La date de fabrication des matériels soumis aux modifications proposées devrait être le 1^{er} janvier 2027 au lieu du 1^{er} janvier 2025. En outre, une

compliance pathway should be offered for electric water heaters, similar to what is available for oil and gas-fired household water heaters.

- **Response:** Since Amendment 13, manufacturers of household oil-fired and gas-fired storage water heaters have had two testing standards to choose from when certifying compliance with the Regulations, including the CAN/CSA-P.3-15 standard that quantifies energy efficiency using the UEF energy efficiency metric. NRCan believes that this offered sufficient time for manufacturers to transition to the UEF metric.

For household electric water heaters, a transitional provision is proposed that would give regulated parties time to transition to the proposed testing standards and energy efficiency standards. Similar to the transition period that household oil-fired and gas-fired storage water heaters have had, a transitional provision would provide an option for electric water heaters between two testing and efficiency standards to choose from when certifying compliance with the Regulations. This proposed transitional provision would affect electric water heaters manufactured on or after January 1, 2025, until January 1, 2027. Electric water heaters manufactured beginning on or after January 1, 2027, would be subject only to the more stringent energy efficiency standards, and measured using the U.S. CFR testing standard.

Concern: The energy efficiency standards should take into account Canada's cold climate for electric water heaters

- **Comment:** NRCan should incorporate considerations of Canada's northern climates in developing its revised energy efficiency standards.
- **Response:** The proposed energy efficiency standards for electric water heaters would be more stringent, meaning that insulation would be added. Given lower average ground water temperatures in Canada's northern climates, and potentially lower ambient operating temperatures, the added insulation would decrease the standby loss of electric water heaters. The effect of this change would save consumers energy and increase the availability of hot water to a household.

The suggested testing standard characterizes the energy performance of the system-under-test in certain conditions. The policy intent of adopting the UEF efficiency metric is to facilitate the comparison of different water heating alternatives, and not to estimate the energy consumption of the system given the wide range of possible climates and installations – including the northern climates.

voie de mise en conformité « hybride » devrait être proposée pour les chauffe-eau électriques, à l'instar de ce qui existe pour les chauffe-eau domestiques au mazout et au gaz.

- **Réponse :** Depuis la modification 13, les fabricants de chauffe-eau domestiques à réservoir alimentés au mazout ou au gaz ont le choix entre deux normes de mise à l'essai pour certifier leur conformité au Règlement, dont la norme CAN/CSA-P.3-15 qui quantifie l'efficacité énergétique à l'aide de la mesure de l'efficacité énergétique UEF. RNCan estime que ce délai est suffisant pour permettre aux fabricants de passer au système métrique de l'UEF.

Pour les chauffe-eau électriques domestiques, une disposition transitoire est proposée, afin de donner aux parties réglementées le temps de passer aux normes de mise à l'essai et d'efficacité énergétique proposées. À l'instar de la période de transition dont ont bénéficié les chauffe-eau domestiques à réservoir alimentés au mazout et au gaz, une disposition transitoire offrirait aux chauffe-eau électriques la possibilité de choisir entre deux normes de mise à l'essai et d'efficacité pour certifier leur conformité au règlement. Cette disposition transitoire proposée concernerait les chauffe-eau électriques fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2025 jusqu'au 1^{er} janvier 2027. Les chauffe-eau électriques fabriqués à partir du 1^{er} janvier 2027 ne seraient soumis qu'aux normes d'efficacité énergétique les plus strictes et mesurées à l'aide de la norme de mise à l'essai CFR des États-Unis.

Préoccupation : Les normes d'efficacité énergétique doivent tenir compte du climat froid du Canada pour les chauffe-eau électriques

- **Commentaire :** RNCan devrait tenir compte des climats nordiques du Canada dans l'élaboration de ses normes révisées en matière d'efficacité énergétique.
- **Réponse :** Les normes d'efficacité énergétique proposées pour les chauffe-eau électriques seraient plus strictes; ce qui signifie qu'il faudrait ajouter de l'isolation. Compte tenu des températures moyennes plus basses de la nappe phréatique dans les climats nordiques du Canada, et des températures ambiantes de fonctionnement potentiellement plus basses, l'isolation supplémentaire réduira la perte en mode veille des chauffe-eau électriques. Ce changement permettrait aux consommateurs d'économiser de l'énergie et d'augmenter la quantité d'eau chaude disponible pour les ménages.

La norme de mise à l'essai proposée permet de caractériser la performance énergétique du système testé dans certaines conditions. L'adoption de la mesure d'efficacité de l'UEF a pour but de faciliter la comparaison des différentes solutions de chauffage de l'eau, et non d'estimer la consommation d'énergie du système, compte

Concern: Considered volume ranges for electric water heaters

- **Comment:** Canada's proposed energy efficiency standards for electric water heaters is inappropriate because the proposed efficiency standards would apply to systems having volumes beyond the original use-case envisioned by the U.S. DOE.
- **Response:** NRCan recognizes that this proposal would represent an important efficiency change to water heaters in the Canadian market, particularly household electric storage water heaters. NRCan's analysis of the market concluded that most household electric storage water heater models in Canada are unique to the Canadian market and could offer significant energy savings should their efficiencies improve. Although NRCan concludes that the difference in volume scope and efficiency requirements would create an environment that is substantially similar to the current burden on manufacturers, there would be important energy savings for Canada.

General service lamps

Comments received from Electro Federation Canada, which represents several lighting industry regulated parties, expressed concerns over the considered labelling requirements, when to comply with the new labelling requirements, and the impact of third-party verification.

In response to these concerns, NRCan is making some changes to the original proposal for the labelling requirements. Otherwise, NRCan is keeping the Amendment as proposed based on the following:

Concern: The scope of the labelling requirements

- **Comment:** Tunable lighting products should be exempted from labelling requirements.
- **Response:** Correlated color temperature (CCT) selectable and tunable lighting products that fall under the regulated GSL scope would be required to provide the regulated information. However, for variable CCT products, the CCT portion of the label could be entered by the manufacturer as the values for each of the CCT settings or the range of CCT value settings available in the format prescribed by the regulations, which would be similar to the current regulatory requirements, rather than through a prescribed label.

tenu du large éventail de climats et d'installations possibles, y compris les climats septentrionaux.

Préoccupation : Plages de volume considérées pour les chauffe-eau électriques

- **Commentaire :** Les normes d'efficacité énergétique proposées par le Canada pour les chauffe-eau électriques sont inappropriées, car elles s'appliqueraient à des systèmes dont les volumes dépassent le cas d'utilisation initial envisagé par le DOE des États-Unis.
- **Réponse :** RNCan reconnaît que cette proposition représenterait un changement important en matière d'efficacité pour les chauffe-eau sur le marché canadien, en particulier les chauffe-eau électriques domestiques à réservoir. L'analyse du marché réalisée par RNCan a permis de conclure que la plupart des modèles de chauffe-eau électriques à réservoir au Canada sont uniques au marché canadien et pourraient permettre de réaliser d'importantes économies d'énergie si leur efficacité s'améliorait. Bien que RNCan conclue que la différence de volume et d'exigences d'efficacité créerait un environnement sensiblement similaire au fardeau actuel pesant sur les fabricants, le Canada réaliserait d'importantes économies d'énergie.

Lampes standard

Les commentaires reçus d'Électro Fédération Canada, qui représente plusieurs parties réglementées de l'industrie de l'éclairage, expriment des préoccupations concernant les exigences d'étiquetage envisagées, le moment où il faut se conformer aux nouvelles exigences d'étiquetage et l'incidence de la vérification par une tierce partie.

En réponse à ces préoccupations, RNCan apporte certains changements à la proposition initiale concernant les exigences en matière d'étiquetage. Sinon, RNCan maintient la modification telle qu'elle a été proposée en fonction des éléments suivants :

Préoccupation : Champ d'application des exigences en matière d'étiquetage

- **Commentaire :** Les matériels d'éclairage accordables devraient être exemptés des exigences en matière d'étiquetage.
- **Réponse :** Les matériels d'éclairage sélectionnables et réglables en fonction de la température de couleur proximale (TCP) qui entrent dans le champ d'application des lampes standard (LIS) réglementée devraient fournir les renseignements réglementés. Toutefois, pour les matériels à température de couleur proximale variable, la partie TCP de l'étiquette pourrait être indiquée par le fabricant sous la forme des valeurs de chaque réglage TCP ou de la gamme de réglages des valeurs TCP disponibles au format désigné par le règlement, reflétant les exigences réglementaires actuelles, plutôt qu'au moyen d'une étiquette désignée.

Concern: When the new labelling requirements would apply

- Comment: Additional time would be required to implement packaging changes due to new labelling.
- Response: NRCan would be extending the proposed implementation date for labelling for all GSL to those manufactured on or after January 1, 2026, rather than the originally considered January 1, 2025.

Concern: Burden for manufacturers and confusion for consumers

- Comment: The proposal to mandate a Canada-specific lamp label would cause unnecessary burden to manufacturers and confusion amongst consumers. Harmonization with the United States labelling requirements is preferred.
- Response: NRCan believes it would be advantageous to consumers to harmonize lamp labelling information within Canada. In addition, as manufacturers must design labelling in bilingual English and French format for Canada, full harmonization with the United States is not possible. Nevertheless, NRCan made changes to its original proposal regarding the appearance of the label and when the new labelling requirements would apply. NRCan is planning to look at this question again in the future.

Concern: Issue for smaller packaging size

- Comment: The proposed label would be problematic for smaller packaging size.
- Response: The labelling requirements have been designed to account for product packaging of any size, with NRCan specifying the core pieces of information, but the primary design details left up to the manufacturers.

Concern: Effective date and manufacturing dates

- Comment: The effective date of regulations should be tied to manufacturing dates.
- Response: The energy efficiency and testing requirements under consideration would apply to incandescent GSLs (that includes the existing GSL, MSIL and GSIRL categories) manufactured on or after January 1, 2024, and GSLs other than those three categories, manufactured on or after January 1, 2025. These dates reflect NRCan's policy objectives to harmonize with the United States as soon as possible. Although the proposed changes would come into force six months after publication, due to Canada regulatory timelines, NRCan would allow voluntary early compliance upon publication in *Canada Gazette, Part II*.

Préoccupation : Quand les nouvelles exigences en matière d'étiquetage s'appliqueront-elles?

- Commentaire : Un délai supplémentaire serait nécessaire pour mettre en œuvre les changements d'emballage dus au nouvel étiquetage.
- Réponse : RNCAN reporterait la date de mise en œuvre proposée pour l'étiquetage de toutes les lampes standard à celles fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2026, au lieu du 1^{er} janvier 2025 envisagé à l'origine.

Préoccupation : Fardeau pour les fabricants et confusion pour les consommateurs

- Commentaire : La proposition d'imposer une étiquette propre au Canada pour les lampes entraînerait un fardeau inutile pour les fabricants et de la confusion pour les consommateurs. L'harmonisation avec les exigences des États-Unis en matière d'étiquetage est préférable.
- Réponse : RNCAN estime qu'il serait avantageux pour les consommateurs d'harmoniser les informations relatives à l'étiquetage des lampes au Canada. En outre, comme les fabricants doivent concevoir un étiquetage bilingue anglais-français pour le Canada, il n'est pas possible de s'harmoniser totalement avec les États-Unis. Toutefois, RNCAN a apporté quelques modifications à sa proposition initiale concernant l'apparence de l'étiquette et le moment où les nouvelles exigences en matière d'étiquetage s'appliqueraient. RNCAN prévoit réexaminer cette question à l'avenir.

Préoccupation : Problématique de la réduction de la taille de l'emballage

- Commentaire : L'étiquette proposée serait problématique pour les emballages de petite taille.
- Réponse : Les exigences en matière d'étiquetage ont été conçues pour tenir compte des emballages de matériels de toutes tailles, RNCAN spécifiant les renseignements essentiels, mais les principaux détails de conception étant laissés à l'appréciation des fabricants.

Préoccupation : Date d'entrée en vigueur et dates de fabrication

- Commentaire : La date d'entrée en vigueur des règlements devrait être liée aux dates de fabrication.
- Réponse : Les exigences en matière d'efficacité énergétique et de mise à l'essai envisagées s'appliqueraient aux LIS à incandescence (y compris les catégories LIS, LISM et LRIS existantes) fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2024, et aux autres LIS que ces trois catégories, fabriquées à partir du 1^{er} janvier 2025. Ces dates reflètent les objectifs politiques de RNCAN visant à s'harmoniser avec les États-Unis dès que possible. Bien que les modifications proposées entrent en vigueur six mois après leur publication, RNCAN autorise une mise en conformité anticipée volontaire dès leur publication dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada*, en raison des délais réglementaires canadiens.

Concern: Capacity for verification by certification bodies

- **Comment:** Certification bodies approving the verification mark may not have the capacity to process all the applications for new products coming into scope.
- **Response:** While an adjustment period can be expected, NRCan is satisfied that certification bodies have the capacity to service the requirements of the market in regard to energy efficiency verification for lighting products. Certification bodies already certify to some extent products intended for sale in the regulating provinces.

Concern: Burden and costs of verification marking

- **Comment:** Mandatory verification marking on all GSL products within the scope would result in higher manufacturer costs, translating to higher retail prices.
- **Response:** No verification mark would be required on lamps themselves. However, the requirement to include energy efficiency verification marks on product packaging would remain to allow market surveillance of energy performance. Additional time would be accorded to manufacturers to implement these changes, as detailed in the comments above.

Concern: Scope of verification requirements for general service lamps

- **Comment:** CFLs should continue to be exempted from verification marking and LED lamps should also be exempted now that they would be regulated.
- **Response:** There are currently no energy efficiency standards for CFLs, and thus CFLs are exempted from verification mark requirements. Since the Amendment would include CFLs and LED products within the extended scope of GSLs, energy efficiency standards and verification mark requirements would be applied to them.

Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation

Crown Indigenous Relations and Northern Affairs Canada, Indigenous Services Canada, and NRCan's Indigenous sector (Nòkwewashk) were consulted on the assessments of the various obligations. A consultation framework was developed when amending the Regulations to ensure that Indigenous communities are informed and as engaged as

Préoccupation : Capacité de vérification par les organismes de certification

- **Commentaire :** Les organismes de certification qui approuvent le symbole de vérification peuvent ne pas avoir la capacité de traiter toutes les demandes de nouveaux matériels entrant dans le champ d'application.
- **Réponse :** Bien qu'il faille s'attendre à une période d'adaptation, RNCAN est convaincu que les organismes de certification ont la capacité de répondre aux exigences du marché en ce qui concerne la vérification de l'efficacité énergétique des matériels d'éclairage. Les organismes de certification certifient déjà dans une certaine mesure les produits destinés à la vente dans les provinces réglementées.

Préoccupation : Fardeau et coûts du marquage de vérification

- **Commentaire :** Le marquage de vérification de tous les matériels LIS entrant dans le champ d'application entraînerait une augmentation des coûts de fabrication; ce qui se traduirait par une hausse des prix de détail.
- **Réponse :** Aucun symbole de vérification ne serait exigé sur les lampes elles-mêmes. Toutefois, l'obligation d'apposer des symboles de vérification de l'efficacité énergétique sur l'emballage des matériels serait maintenue, afin de permettre la surveillance du marché en matière de rendement énergétique. Un délai supplémentaire serait accordé aux fabricants pour mettre en œuvre ces changements, comme indiqué dans les commentaires ci-dessus.

Préoccupation : Champ d'application des exigences en matière de vérification pour les lampes standard

- **Commentaire :** Les LFC devraient continuer à être exemptées du marquage de vérification et les lampes DEL devraient également être exemptées maintenant qu'elles sont réglementées.
- **Réponse :** Il n'existe actuellement aucune norme d'efficacité énergétique pour les lampes fluocompactes, qui sont donc exemptées des exigences relatives au symbole de vérification. Étant donné que la modification inclurait les LFC et les DEL dans le champ d'application élargi des LIS, les normes d'efficacité énergétique et les exigences en matière de symbole de vérification leur seraient appliquées.

Obligations relatives aux traités modernes et mobilisation des Autochtones

Relations Couronne-Autochtones et Affaires du Nord Canada, Services aux Autochtones Canada et le secteur Autochtone de RNCAN (Nòkwewashk) ont été consultés sur l'évaluation des différentes obligations. Un cadre de consultation a été élaboré lors de la modification du règlement, afin de garantir que les collectivités autochtones

they desire to respect the priorities and to avoid consultation fatigue.

The Amendment does not trigger the Crown's duty to consult under section 35 of the Constitution Act, 1982, as it is technical in nature and will not have an impact on any existing Indigenous or treaty rights of Indigenous peoples of Canada recognized and affirmed.

The Amendment has no modern treaty implications given that this proposal does not have an impact on Indigenous land and resource management rights described in a modern treaty, does not include employment of federal officials or procurement activities in a geographic area subject to a modern treaty, and does not include any funding or resources.

The outreach activities and offer to engage that occurred so far are summarized below. It is also of note that the outreach will continue as the Amendment moves through the regulatory process to ensure the rights of Indigenous partners are respected, and that any impacts of the amendments on their communities is identified and discussed. NRCan remains ready to respond to questions and provide additional information upon request.

Indigenous engagement

NRCan has the desire to better understand how the Regulations impact Indigenous peoples / communities / other partners. Since fall 2022, NRCan has participated in events such as the Inuit Clean Energy workshop (hosted by Inuit Tapiriit Kanatami) and the Assembly of First Nations Asset Management Conference. NRCan has participated in meetings with the Métis National Council and Inuit Tapiriit Kanatami and has sent emails to all National Indigenous Organizations asking whether their respective communities would be interested in providing feedback on how we regulate energy-using products to save energy and money. Additionally, updates and information about the Regulations and Amendment 18 has been shared with Modern Treaty and Self-Government Agreement holders via email.

The Department will also continue to explore potential effects of the Regulations on Indigenous households through analyses that apply the gender-based analysis plus, as further explained later in this document (see the "Gender-based analysis plus" section).

soient informées et participent autant qu'elles le souhaitent pour respecter les priorités et éviter la lassitude de la consultation.

Cette modification ne déclenche pas l'obligation de consultation de la Couronne en vertu de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, car elle est de nature technique et n'aura pas d'impact sur les droits ancestraux ou issus de traités existants, reconnus et affirmés, des Autochtones du Canada.

Aucune incidence sur les traités modernes n'a été relevée relativement à cette modification, étant donné que cette proposition n'a pas d'incidence sur les droits de gestion des terres et des ressources autochtones décrits dans un traité moderne, n'inclut pas l'emploi de fonctionnaires fédéraux ou d'activités de passation de marchés dans une zone géographique soumise à un traité moderne, et n'inclut pas de financement ou de ressources.

Les activités de sensibilisation et les offres de mobilisation ayant eu lieu jusqu'à présent sont résumées ci-dessous. Il convient également de noter que les mesures de sensibilisation se poursuivront tout au long du processus réglementaire, afin de garantir le respect des droits des partenaires autochtones ainsi que la détermination et l'examen de toute incidence des modifications sur leurs collectivités. NRCan reste prêt à répondre aux questions et à fournir des renseignements supplémentaires sur demande.

Participation des Autochtones

NRCan souhaite mieux comprendre l'incidence du Règlement sur les populations, collectivités et autres partenaires autochtones. Depuis l'automne 2022, NRCan a participé à des événements, tels que l'atelier sur l'énergie propre pour les Inuits (organisé par Inuit Tapiriit Kanatami) et la conférence sur la gestion des actifs de l'Assemblée des Premières Nations. NRCan a participé à des réunions avec le Ralliement national des Métis et l'Inuit Tapiriit Kanatami et a envoyé des courriels à toutes les organisations autochtones nationales pour leur demander si leurs collectivités respectives souhaitaient donner leur avis sur la manière dont nous réglementons les matériels consommateurs d'énergie en vue d'économiser de l'énergie et de l'argent. En outre, des mises à jour et des informations sur le Règlement et la modification 18 ont été communiquées par courriel aux signataires de traités modernes et d'accords d'autonomie gouvernementale.

Le ministère continuera également à étudier les effets potentiels du règlement sur les ménages autochtones au moyen d'analyses appliquant l'analyse comparative entre les sexes plus, comme expliqué plus loin dans ce document (voir la section « Analyse comparative entre les sexes plus »).

Instrument choice

Maintaining the baseline scenario (no action)

Given Canada's commitment to reach net zero by 2050 and the fact that in 2021, Canada's building sector accounted for more than 17% of national emissions and the industrial sector used the most energy (more than 41%), maintaining the status quo would not contribute to incremental reductions towards the achievement of the net zero goal. Maintaining the status quo would also lead to missed opportunities to reduce energy consumption, leaving households with higher energy costs for cooling and heating their homes. Also, the status quo option would not deliver on the federal government's commitment to foster harmonization of federal regulations where feasible and appropriate and would generate new compliance costs associated with unprevented, unnecessary regulatory differences between Canada and the United States.

Developing voluntary mechanisms

Under this approach, regulatory requirements for products covered by the Amendment would be repealed. Instead, voluntary agreements would be developed to encourage regulated parties to supply Canada with products meeting U.S. energy performance requirements. Under this scenario, Canada would lose the energy savings provided by products that have more stringent energy efficiency standards than the United States (for those already regulated products and proposed newly regulated products in this Amendment).

Also, voluntary mechanisms may not address energy consumption to the extent that a regulatory approach would. It would be impossible to impose compliance with voluntary standards and challenging to verify compliance given the vast number of products and models available on the market from various dealers. This would be a significant departure from the intent of the *Energy Efficiency Act*, and from the approach to advance energy efficiency adopted by Canada and many other countries.

This option may reduce costs for the industry since there would be no mandatory requirements for these products. However, such voluntary mechanisms would still require accounting for differences between the Canadian and U.S. climate conditions to ensure that products available in Canada provide Canadians with energy savings despite Canada's cold climate. Furthermore, there would need to be some data submission and monitoring to ensure that expected results are achieved. Without mandatory reporting and verification, it would be impossible for NRCan to publish the verified energy performance data collected by

Choix de l'instrument

Maintien du scénario de base (aucune mesure)

Compte tenu de l'engagement pris par le Canada d'atteindre l'objectif de carboneutralité d'ici 2050 et du fait qu'en 2021, le secteur du bâtiment représentait plus de 17 % des émissions nationales et que le secteur industriel consommait le plus d'énergie (plus de 41 %), le maintien du statu quo ne contribuerait pas à des réductions supplémentaires en vue de la réalisation de l'objectif de carboneutralité. Le maintien du statu quo conduirait également à manquer des occasions de réduire la consommation d'énergie, laissant les ménages avec des coûts énergétiques plus élevés pour la climatisation et le chauffage de leurs logements. En outre, l'option du statu quo ne respecterait pas l'engagement du gouvernement fédéral de favoriser l'harmonisation des réglementations fédérales lorsque cela est possible et approprié, et engendrerait de nouveaux coûts de mise en conformité liés à des différences réglementaires inutiles et non évitées entre le Canada et les États-Unis.

Développement de mécanismes volontaires

Selon cette approche, les exigences réglementaires relatives aux matériels couverts par cette modification seraient abrogées. Au lieu de cela, des ententes volontaires seraient élaborées pour encourager les parties réglementées à fournir au Canada des matériels répondant aux exigences des États-Unis en matière de rendement énergétique. Dans ce scénario, le Canada perdrait les économies d'énergie réalisées par les matériels dont les normes d'efficacité énergétique sont plus strictes que celles des États-Unis (pour les matériels déjà réglementés et les matériels nouvellement réglementés proposés dans cette modification).

En outre, les mécanismes volontaires peuvent ne pas aborder la question de la consommation d'énergie dans la même mesure qu'une approche réglementaire. Il serait impossible d'imposer le respect de normes volontaires et difficile de le vérifier étant donné le grand nombre de matériels et de modèles disponibles sur le marché auprès de différents fournisseurs. Il s'agirait d'un écart important par rapport à l'intention de la *Loi sur l'efficacité énergétique* et à l'approche adoptée par le Canada et de nombreux autres pays pour faire progresser l'efficacité énergétique.

Cette option peut réduire les coûts pour l'industrie puisqu'il n'y aurait pas d'exigences obligatoires pour ces matériels. Toutefois, de tels mécanismes volontaires nécessiteraient encore la prise en compte des différences entre les conditions climatiques du Canada et des États-Unis, afin de garantir que les matériels disponibles au Canada permettent à la population canadienne de réaliser des économies d'énergie malgré le climat froid du pays. En outre, il serait nécessaire de soumettre des données et d'effectuer un suivi pour s'assurer que les résultats escomptés sont atteints. Sans obligation de déclaration et

its compliance program. Consequently, it could be more difficult for households and businesses to make informed purchasing decisions, for utilities and retailers to develop energy incentive programs, for government to make informed policy decisions, or for researchers to develop evidence-based analyses.

Regulatory actions (the Amendment)

Taking regulatory actions would provide confidence that energy use would be reduced, leading to greater GHG emission reductions compared with either the status quo or voluntary mechanisms. The Amendment would prevent or reduce various unnecessary regulatory differences, in particular, the testing and energy efficiency standards for various products including central air conditioners, central heat pumps, portable air conditioners, general service lamps, water heaters, large air conditioners, large heat pumps, and room air conditioners between Canada and the United States, and thereby avoid unnecessary burden on industry. The Amendment would also enable harmonization to be maintained seamlessly and provide the NRCan the ability to adjust to changes quickly, when maintaining harmonization of products where there is already a policy to harmonize with the United States.

Regulatory analysis

Benefits and costs

Interested parties seeking more details on this analysis can request a copy of the cost-benefit analysis report by contacting the individual named at the end of this document.

Summary

The present value of net benefits of the Amendment is estimated to be more than \$51 billion on products shipped by 2050, with total benefits exceeding total costs by a ratio of more than 9:1. By 2050, the present value of benefits and costs from the Amendment is estimated to be about \$57 billion and \$6.2 billion, respectively. A summary description of the benefits and costs associated with the Amendment are presented in Table 1.

de vérification, il serait impossible pour RNCan de publier les données vérifiées sur le rendement énergétique recueillies dans le cadre de son programme de conformité. Par conséquent, il pourrait être plus difficile pour les ménages et les entreprises de prendre des décisions d'achat éclairées, pour les services publics et les détaillants d'élaborer des programmes d'incitation énergétique, pour les gouvernements de prendre des décisions politiques éclairées ou pour les chercheurs d'élaborer des analyses fondées sur des données probantes.

Mesures réglementaires (cette modification)

L'adoption de mesures réglementaires permettrait de s'assurer que la consommation d'énergie sera réduite; ce qui entraînerait des réductions plus importantes d'émissions de GES par rapport au statu quo ou aux mécanismes volontaires. La modification empêcherait ou réduirait diverses différences réglementaires inutiles, notamment en ce qui concerne les essais et les normes d'efficacité énergétique pour divers matériels, y compris les climatiseurs centraux, les thermopompes centrales, les climatiseurs portatifs, les lampes standard, les chauffe-eau, les climatiseurs de grande puissance, les thermopompes de grande puissance et les climatiseurs individuels, entre le Canada et les États-Unis, et éviterait ainsi de faire peser un fardeau inutile sur l'industrie. Cette modification permettrait également de maintenir l'harmonisation de manière transparente et donnerait à RNCan la possibilité de s'adapter rapidement aux changements, tout en maintenant l'harmonisation des matériels pour lesquels il existe déjà une politique d'harmonisation avec les États-Unis.

Analyse de la réglementation

Avantages et coûts

Les parties intéressées qui souhaitent obtenir plus de détails sur cette analyse peuvent demander une copie du rapport d'analyse des coûts-avantages en contactant la personne dont le nom figure à la fin du présent document.

Résumé

La valeur actuelle des avantages nets de cette modification est estimée à plus de 51 milliards de dollars pour les matériels expédiés d'ici 2050; les avantages totaux dépassant les coûts totaux dans un rapport de plus de 9:1. D'ici 2050, la valeur actuelle des avantages et des coûts liés à cette modification est respectivement estimée à environ 57 milliards de dollars et 6,2 milliards de dollars. Une description sommaire des avantages et des coûts associés à cette modification est présentée au tableau 1.

Table 1: Summary of benefits and costs associated with the Amendment

Costs (as applicable)	Monetized benefits	Quantified benefits	Unaccounted non-energy benefits and costs
Technology costs	Energy (electric, natural gas and oil) savings	Energy savings (petajoule)	Outside air quality, competitiveness, job growth, home comfort, indoor air quality, minimizing depressurization in new construction, etc.
Installation and maintenance costs	Avoided damages because of GHG reductions	GHG emission reductions (MtCO ₂ e)	Avoided trade and compliance issues, provide alternative testing standards for some currently regulated products
Government administration	Technological benefits accounting for additional lifespan of more efficient GSLs	Water saving (millions of litres)	Future costs and benefits associated with the ambulatory incorporation by reference of documents
Compliance costs associated with new testing and verification requirements			
Administrative burden			

Tableau 1 : Résumé des avantages et des coûts liés à cette modification

Coûts (le cas échéant)	Avantages monétaires	Avantages quantifiés	Avantages et coûts non comptabilisés non énergétiques
Coûts de la technologie	Économies d'énergie (électricité, gaz naturel, mazout)	Économies d'énergie (pétajoules)	Qualité de l'air extérieur, compétitivité, croissance de l'emploi, confort domestique, qualité de l'air intérieur, minimisation de la dépressurisation dans les nouvelles constructions, etc.
Coûts d'installation et d'entretien	Dommages évités grâce aux réductions de GES	Réduction des émissions de GES (Mt éq. CO ₂)	Problèmes de commerce et de conformité évités, autres normes de mise à l'essai pour certains matériels actuellement réglementés
Administration publique	Avantages technologiques expliquant la durée de vie supplémentaire des LIS plus efficaces	Économies d'eau (millions de litres)	Coûts et avantages futurs liés à l'incorporation par renvoi dynamique
Coûts de mise en conformité liés aux nouvelles exigences en matière de mise à l'essai et de vérification			
Fardeau administratif			

Reduced energy consumption and lower GHG emissions, would result in significant net benefits over the lifetime of affected product models when comparing the regulatory scenario (the Amendment) with the baseline scenario. The benefits vary for individual user depending on end-use sector, geographical location, and operational practices.

Annual reductions in energy consumption associated with the Amendment are estimated at 29 petajoules

La réduction de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre se traduirait par des avantages nets significatifs sur la durée de vie des modèles de matériels concernés, si l'on compare le scénario réglementaire (cette modification) au scénario de référence. Les avantages varient d'un utilisateur à l'autre en fonction du secteur d'utilisation finale, de la situation géographique et des pratiques opérationnelles.

Les réductions annuelles de consommation d'énergie associées à cette modification s'élèveraient à 29 pétajoules

in 2030, reaching 58 pétajoules in 2050 and accumulating to 1 152 pétajoules by 2050, as the sale of more efficient products steadily replaces the pre-Amendment stock. Canadian consumers would also realize economic benefits in the form of reduced energy costs due to the implementation of the Amendment. It is estimated that almost \$35 billion in cumulative present value energy savings would be realized by 2050.

Annual reductions in GHG emissions (megatonnes of carbon dioxide equivalent [MtCO₂e]) resulting from the reduction in energy consumption are estimated to be 1.6 MtCO₂e in 2030, reaching 3.3 MtCO₂e in 2050 and accumulating to 65 MtCO₂e by 2050. It is estimated that, by applying a social cost of carbon dioxide equivalent (CO₂e) to these reductions, the cumulative present value of economic benefits associated with GHG emission reductions would be about \$22 billion by 2050. This is calculated as the value of avoided damages from GHG emission reductions, which benefit society in general, not only the consumers purchasing the more efficient products.

The cumulative present value of incremental technology costs (including installation and maintenance costs) associated with the Amendment is estimated to be almost \$6.2 million by 2050.

Finally, faucets and showerheads save energy through reduced water consumption. The expected water savings are estimated to be 3.3 billion m³ by 2050.

Consultations – cost-benefit analysis

Regulated parties were engaged on various occasions and in various ways on the development of the cost-benefit analysis. For instance, in 2022 and 2023, market studies for products covered by this Amendment were completed by third-party consultants who worked with manufacturers and industry associations. The studies provided the primary data used to conduct the cost-benefit analysis for products where updates to testing and/or energy efficiency standards were considered. Later in June 2022, nine product-specific webinars were held (on portable and room air conditioners, water heaters [electric, natural gas and oil], large air conditioners and large heat pumps, general service lamps, central air conditioners and central heat pumps, pool pumps, showerheads and faucets, air compressors, and line voltage thermostats) with affected stakeholders, which, among other things, provided information and links to the cost-benefit methodology and sought input on that methodology and potential impacts on stakeholders.

en 2030, atteignant 58 pétajoules en 2050 et s'accumulant à 1 152 pétajoules d'ici 2050, puisque la vente de nouveaux appareils plus efficaces remplacerait graduellement le parc d'appareils antérieur au règlement proposé. Les consommateurs canadiens bénéficieraient également d'avantages économiques sous la forme d'une réduction des coûts énergétiques grâce à la mise en œuvre de la modification. On estime que près de 35 milliards de dollars d'économies d'énergie cumulées en valeur actuelle seraient réalisés d'ici 2050.

Les réductions annuelles des émissions de GES (mégatonnes d'équivalent dioxyde de carbone [Mt éq. CO₂]) résultant de ces réductions de la consommation d'énergie sont estimées à 1,6 Mt éq. CO₂ en 2030, atteignant 3,3 Mt éq. CO₂ en 2050 et s'accumulant à 65 Mt éq. CO₂ d'ici 2050. En appliquant un coût social de l'équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO₂) à ces réductions, on estime que la valeur actuelle cumulée des avantages économiques associés aux réductions des émissions de GES serait d'environ 22 milliards de dollars d'ici 2050. Il s'agit de la valeur des dommages évités grâce à la réduction des émissions de GES, qui profite à la société en général, et pas seulement aux consommateurs qui achètent des matériels plus efficaces.

La valeur actuelle cumulée des coûts technologiques supplémentaires (y compris les coûts d'installation et de maintenance) associés à cette modification est estimée à près de 6,2 millions de dollars d'ici à 2050.

Enfin, les robinets et les pommes de douche permettent d'économiser de l'énergie en réduisant la consommation d'eau. Les économies d'eau attendues sont estimées à 3,3 milliards de m³ d'ici 2050.

Consultations – analyse des coûts-avantages

Les parties réglementées ont été associées à diverses occasions et de diverses manières à l'élaboration de l'analyse coûts-avantages. Par exemple, en 2022 et 2023, des études de marché pour les matériels couverts par cette modification ont été réalisées par des consultants tiers qui ont travaillé avec des fabricants et des associations industrielles. Les études ont fourni les données primaires utilisées pour réaliser l'analyse coûts-avantages des matériels pour lesquels des mises à jour des normes de mise à l'essai et/ou d'efficacité énergétique ont été envisagées. Plus tard en juin 2022, neuf webinaires propres à des matériels ont été organisés (sur les climatiseurs portatifs et individuels, les chauffe-eau [électriques, au gaz naturel et au mazout], les climatiseurs et thermopompes de grande puissance, les lampes standard, les climatiseurs centraux et les thermopompes centrales, les pompes de piscine, les pommes de douche et les robinets, les compresseurs d'air et les thermostats à tension de secteur) avec les parties prenantes concernées, qui ont notamment fourni des renseignements et des liens vers la méthode coûts-avantages et ont demandé des commentaires sur cette méthode et ses effets potentiels sur les parties prenantes.

Methodology, assumptions, and data

NRCan analyzed the economic gains to be made through the new and more stringent energy efficiency standards and the impact on Canadian society within a cost-benefit analysis framework. The costs and benefits per products associated with the changes to the energy efficiency standards were obtained by comparing the following scenarios and assuming that incremental costs and benefits in Canada are fully the result of the Regulations, with no spillover effects from the other jurisdictions such as the United States, to provide an assessment of the full economic impacts of regulatory changes affecting Canadians:

- The baseline scenario (i.e. no action)
- The regulatory scenario (i.e. the Amendment)

The regulatory scenario is defined as the application of new or more stringent energy efficiency standards across products relative to markets defined by the market studies completed between 2020 and 2023. This involves newly introduced energy efficiency standards for air compressors, faucets, line voltage thermostats, pool pumps, showerheads, and portable air conditioners, and more stringent standards for large air conditioners, large heat pumps, electric water heaters, and general service lamps.

The incremental compliance and administrative cost-benefit per products are computed using Treasury Board of Canada Secretariat's Regulatory Cost Calculator. Products subject to the Amendment are only included in the overall cost-benefit analysis if they are linked to incremental technology, installation, and maintenance costs, or to compliance and administrative cost-benefit calculations. No other benefits or costs are modelled by products.

Benchmarks

For all products with updated energy efficiency standards, benchmarks are chosen to represent the product models that just meet and that do not meet the more stringent levels. Within the non-compliant benchmarks, two efficiency levels are considered and weighted based on their relative market share: (1) the least efficient level; and (2) the average efficient level. Where relevant, regional sensitivities are evaluated (e.g. a heat pump would save more energy per year in a colder location).

Methodology to estimate costs

It is assumed that incremental costs for more efficient technology, including product development and production, as well as for compliance and administration, are passed on to consumers or end users. This assumption

Méthodologie, hypothèses et données

RNCan a analysé les gains économiques à réaliser grâce aux nouvelles normes plus strictes en matière d'efficacité énergétique et l'incidence sur la société canadienne dans le cadre d'une analyse coûts-avantages. Les coûts et avantages par matériels associés aux modifications des normes d'efficacité énergétique ont été obtenus en comparant les scénarios suivants et en supposant que les coûts et avantages supplémentaires au Canada sont entièrement le résultat des règlements, sans effets de débordement d'autres instances, telles que les États-Unis, afin de fournir une évaluation de l'ensemble des répercussions économiques des modifications réglementaires touchant la population canadienne :

- scénario de base (c'est-à-dire absence de mesure);
- scénario réglementaire (c'est-à-dire cette modification).

Le scénario réglementaire est défini comme l'application de normes d'efficacité énergétique nouvelles ou plus strictes pour les matériels par rapport aux marchés définis par les études de marché réalisées entre 2020 et 2023. Il s'agit de nouvelles normes d'efficacité énergétique pour les compresseurs d'air, les robinets, les thermostats à tension de secteur, les pompes de piscine, les pommes de douche et les climatiseurs portatifs, et de normes plus strictes pour les climatiseurs et thermopompes de grande puissance, les chauffe-eau électriques et les lampes standard.

Les coûts-avantages différentiels de conformité et d'administration par matériel sont calculés à l'aide du calculateur des coûts de la réglementation du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada. Les matériels soumis à cette modification ne sont inclus dans l'analyse coûts-avantages globale que s'ils sont liés à des coûts supplémentaires de technologie, d'installation et d'entretien, ou à des calculs de coûts-avantages de conformité et administratifs. Aucun autre avantage ou coût n'est modélisé par matériel.

Points de référence

Pour tous les matériels dont les normes d'efficacité énergétique ont été mises à jour, des points de référence sont choisis pour représenter les modèles de matériels satisfaisants ou non aux niveaux les plus stricts. Parmi les critères de référence non conformes, deux niveaux d'efficacité sont pris en compte et pondérés en fonction de leur part de marché relative : 1) le niveau le moins efficace et 2) le niveau moyen efficace. Le cas échéant, les sensibilités régionales sont évaluées (par exemple une thermopompe économisera plus d'énergie par an dans un lieu plus froid).

Méthodologie d'estimation des coûts

On suppose que les coûts supplémentaires liés à une technologie plus efficace, y compris le développement et la production de matériels, ainsi que les coûts de mise en conformité et d'administration, sont répercutés sur les

simplifies the methodology since individual business decisions that affect retail product prices are unknown.

Incremental technology, installation, and maintenance costs

The incremental technology, installation and maintenance costs associated with the Amendment were determined as the difference between the cost of the inefficient product model, represented by the selected benchmark, and the cost of a modified version of that product model that would meet the updated energy efficiency standards. For each product, the technology cost of modifying the inefficient benchmark product model so that it meets the more stringent energy efficiency standards was estimated (e.g. the cost of adding extra insulation to a water heater or the cost of replacing an inefficient compressor in an air conditioner). These costs were then multiplied by the number of shipments of the product models in the baseline scenario that were estimated to have an energy performance that is worse than what is required by the energy efficiency standards. Results were combined across all affected products to arrive at the estimate of total incremental technology costs.

In the case of general service lighting, the life of more efficient lamps is longer than that of those that would be impacted by the standards. To account for this, NRCan applied a savings to account for this valued at the percentage of the lamp life left when the lower efficiency lamp fails.

Additional incremental costs related to installation and maintenance over the lifetime of the product are also evaluated, if applicable. These costs were found to apply to split system air conditioners, split system heat pumps, electric water heaters, large air conditioners, large heat pumps and pool pumps.

The cost-benefit analysis does not attempt to predict actual changes in product prices; instead it quantifies the economic impacts that can be directly attributable to the proposed Amendment. There are many other factors that can increase or decrease the final retail price that a consumer sees for a given product model (e.g. transportation costs, labour costs, pricing strategies). The analysis does not account for these factors.

Compliance costs

Compliance costs captured in this analysis include the actions required to meet compliance, including incremental testing costs, verification, and labelling requirements.

consommateurs ou les utilisateurs finaux. Cette hypothèse simplifie la méthodologie puisque les décisions individuelles des entreprises ayant une incidence sur les prix des matériels de détail sont inconnues.

Coûts supplémentaires liés à la technologie, à l'installation et à l'entretien

Les coûts supplémentaires de technologie, d'installation et d'entretien associés à cette modification ont été déterminés comme étant la différence entre le coût du modèle de matériel inefficace, représenté par la référence sélectionnée, et le coût d'une version modifiée de ce modèle de matériel répondant aux normes d'efficacité énergétique mises à jour. Pour chaque matériel, le coût technologique de la modification du modèle de référence inefficace afin qu'il réponde aux normes d'efficacité énergétique plus strictes a été estimé (par exemple coût de l'ajout d'une isolation supplémentaire à un chauffe-eau ou coût du remplacement d'un compresseur inefficace dans un climatiseur). Ces coûts ont ensuite été multipliés par le nombre d'expéditions de modèles de matériels du scénario de référence dont on estime que le rendement énergétique est inférieur à celui exigé par les normes d'efficacité énergétique. Les résultats ont été combinés pour tous les matériels concernés, afin d'obtenir une estimation du total des coûts technologiques supplémentaires.

Dans le cas de l'éclairage avec lampes standard, la durée de vie des lampes plus efficaces est plus longue que celles qui seraient impactées par les normes. Pour tenir compte de cela, RNCan a appliqué une économie pour tenir compte de cette valeur, évaluée au pourcentage de la durée de vie restante de la lampe lorsque la lampe à faible efficacité tombe en panne.

Les coûts supplémentaires liés à l'installation et à l'entretien pendant la durée de vie du matériel sont également évalués, le cas échéant. Ces coûts s'appliquent aux climatiseurs et aux thermopompes bibloc, aux chauffe-eau électriques, aux climatiseurs de grande puissance, aux thermopompes de grande puissance et aux pompes de piscine.

L'analyse des avantages et des coûts ne tente pas de prédire les changements réels dans les prix des matériels, mais quantifie plutôt les impacts économiques qui peuvent être directement attribuables à la modification proposée. Il existe de nombreux autres facteurs qui peuvent augmenter ou diminuer le prix de détail final qu'un consommateur voit pour un modèle de matériel donné (par exemple les coûts de transport, les coûts de main-d'œuvre, les stratégies de tarification). L'analyse ne tient pas compte de ces facteurs.

Coûts de mise en conformité

Les coûts de mise en conformité pris en compte dans cette analyse comprennent les mesures nécessaires pour atteindre la conformité, y compris les coûts supplémentaires des essais, la vérification et les exigences en matière d'étiquetage.

Incremental testing costs

Incremental testing costs arise when new testing is required for manufacturers. However, testing costs for products that are already being tested to enter the U.S. market, are under voluntary programs or provincial requirements would be incurred in both the baseline and regulatory scenarios, so are not considered incremental in the analysis.

Incremental testing costs are calculated by multiplying the cost related to testing a typical model with the number of models that are expected to be tested on (i) the year the requirements become mandatory; and (ii) the subsequent years models are introduced or improved, as relevant.

Incremental labelling costs

Incremental labelling costs arise when new labelling is required for manufacturers. However, when the new labelling requirements are harmonized with the United States, these costs would be incurred in both the baseline and regulatory scenarios, so are not considered incremental in the analysis. The Amendment would add compliance labelling costs for the lamps that would be added under the new GSL scope.

Incremental labelling costs are calculated by multiplying the cost related to designing a new or modifying an existing label for a typical model with the number of models that are expected to be labelled on the year the new requirements become mandatory.

Incremental verification costs

Incremental verification costs arise when new certification and marking are required for manufacturers. However, verification costs for products that are already being certified and issued a label by provincial requirements would be incurred in both the baseline and regulatory scenarios, so are not considered incremental in the analysis. NRCan accepts provincial labels as verification marks if the provincial energy efficiency standards are equivalent to, or exceed, the federal standards. The Amendment would add verification costs for all newly regulated products, including newly regulated lamps and CFLs (as the Amendment would introduce energy efficiency standards for CFLs products).

The added costs of verification requirements are confidential business costs that vary based on business relationships. Third-party verification and marking vary by manufacturer and are based on a number of elements, such as the number of programs the manufacturer engages in

Coûts d'essais supplémentaires

Les coûts d'essais supplémentaires apparaissent lorsque de nouveaux essais sont requis pour les fabricants. Toutefois, les coûts des essais pour les matériels déjà testés pour entrer sur le marché des États-Unis, qui font l'objet de programmes volontaires ou d'exigences provinciales seraient engagés à la fois dans le scénario de base et dans le scénario de la réglementation, et ne sont donc pas considérés comme différentiels dans l'analyse.

Les coûts différentiels des essais sont calculés en multipliant le coût lié à l'essai d'un modèle type par le nombre de modèles qui devraient être testés, i) l'année où les exigences deviennent obligatoires et ii) les années suivantes où les modèles sont introduits ou améliorés, le cas échéant.

Coûts différentiels d'étiquetage

Les coûts différentiels d'étiquetage sont liés à la nécessité d'un nouvel étiquetage pour les fabricants. Toutefois, en cas de nouvelles exigences en matière d'étiquetage harmonisées avec celles des États-Unis, ces coûts seraient supportés à la fois dans le scénario de base et dans le scénario de réglementation, et ne sont donc pas considérés comme différentiels dans l'analyse. Cette modification ajouterait les coûts d'étiquetage de conformité pour les lampes qui seraient ajoutées dans le nouveau champ d'application des LIS.

Les coûts différentiels d'étiquetage sont calculés en multipliant le coût lié à la conception d'une nouvelle étiquette ou à la modification d'une étiquette existante pour un modèle type par le nombre de modèles qui devraient être étiquetés l'année où les nouvelles exigences deviendront obligatoires.

Coûts différentiels de vérification

Des coûts différentiels de vérification apparaissent lorsque de nouvelles certifications et de nouveaux symboles sont exigés des fabricants. Toutefois, les coûts de vérification des matériels déjà certifiés et recevant une étiquette en vertu des exigences provinciales seraient supportés à la fois dans le scénario de base et dans le scénario de réglementation, et ne sont donc pas considérés comme différentiels dans l'analyse. NRCan accepte les étiquettes provinciales comme symboles de vérification si les normes provinciales d'efficacité énergétique sont équivalentes ou supérieures aux normes fédérales. Cette modification ajouterait des coûts de vérification pour tous les matériels nouvellement réglementés, y compris les lampes et les LFC nouvellement réglementées (étant donné que cette modification introduirait des normes d'efficacité énergétique pour les matériels LFC).

Les coûts supplémentaires liés aux exigences de vérification sont des coûts commerciaux confidentiels qui varient en fonction des relations commerciales. La vérification et le marquage par une tierce partie varient d'un fabricant à l'autre et sont basés sur un certain nombre d'éléments, tels

with the certification body, e.g. safety certification, energy efficiency verification, as well as the number of products and models the manufacturer has. Nevertheless, in this analysis, verification costs are estimated to be less than 10% of the testing costs based on the limited information obtained by NRCan from an internal study conducted in 2019. This number is a conservative estimate based on a range of costs collected through interviews for various verification activities. Interviewees in this study include certification bodies and laboratories, regulatory bodies, program managers, and manufacturers relatively evenly distributed across regulated products.

Incremental verification costs are calculated by multiplying the cost related to verifying a typical model with the number of models that are expected to be verified on (i) the year the requirements become mandatory; and (ii) the subsequent years models are introduced or improved, as relevant.

Administrative and compliance costs to businesses and government

Other costs reported as being attributable to the Amendment include, as appropriate, administrative and compliance costs to businesses, as well as those incurred by the Government to implement the changes.

Administrative costs

The Amendment would increase administrative burden as regulated parties of the affected energy-using products would be required to learn about the new or updated requirements of the Regulations (i.e. familiarization with the Amendment). In addition, regulated parties who ship or import energy-using products may also incur additional administrative burden, as they need to provide information respecting those products, including their energy efficiency, their shipment, and their importation, in prescribed form, manner, and time in accordance with subsection 5(1) of the Act (i.e. submitting energy efficiency and import reports). The administrative costs are calculated using the Treasury Board of Canada Secretariat's Regulatory Cost Calculator and are discussed further later in the "One-for-one rule" section.

Methodology to estimate benefits

Energy savings for each product with updated energy efficiency standards were estimated by calculating the energy used by the selected benchmark product model by simulating how it would normally be used in a year (e.g. number of operating hours). The result is compared to the

que le nombre de programmes auxquels le fabricant participe avec l'organisme de certification, par exemple la certification de la sécurité, la vérification de l'efficacité énergétique, ainsi que le nombre de matériels et de modèles du fabricant. Néanmoins, dans la présente analyse, les coûts de vérification sont estimés à moins de 10 % des coûts de mise à l'essai selon les renseignements limités obtenus par NRCan à partir d'une étude interne réalisée en 2019. Ce chiffre est une estimation prudente basée sur une fourchette de coûts recueillis lors d'entrevues pour diverses activités de vérification. Les personnes interrogées dans le cadre de cette étude comprennent des organismes et des laboratoires de certification, des organismes de réglementation, des gestionnaires de programmes et des fabricants, répartis de manière relativement homogène entre les matériels réglementés.

Les coûts supplémentaires de vérification sont calculés en multipliant le coût lié à la vérification d'un modèle type par le nombre de modèles qui devraient être vérifiés i) l'année où les exigences deviennent obligatoires et ii) les années suivantes où les modèles sont introduits ou améliorés, le cas échéant.

Coûts administratifs et de mise en conformité pour les entreprises et le gouvernement

Les autres coûts déclarés comme étant imputables à la modification comprennent, le cas échéant, les coûts administratifs et de mise en conformité pour les entreprises, ainsi que les coûts engagés par le gouvernement pour mettre en œuvre les changements.

Coûts administratifs

Cette modification alourdirait le fardeau administratif, car les parties réglementées des matériels consommateurs d'énergie concernés devraient se familiariser avec les exigences nouvelles ou actualisées du règlement (c'est-à-dire se familiariser avec cette modification). En outre, les parties réglementées qui expédient ou importent des matériels consommateurs d'énergie peuvent également subir un fardeau administratif supplémentaire, car elles doivent fournir des renseignements sur ces matériels, y compris leur efficacité énergétique, leur expédition et leur importation, sous la forme, de la manière et dans les délais désignés, conformément au paragraphe 5(1) de la loi (c'est-à-dire en soumettant des rapports sur l'efficacité énergétique et les importations). Les coûts administratifs sont calculés à l'aide du calculateur des coûts de la réglementation du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada et sont examinés plus loin dans la section « Règle du "un pour un" ».

Méthodologie d'estimation des avantages

Les économies d'énergie pour chaque matériel doté de normes d'efficacité énergétique actualisées ont été estimées en calculant l'énergie consommée par le modèle de matériel de référence sélectionné en simulant son utilisation normale au cours d'une année (par exemple nombre

energy used by the modified version of that product model that would meet the updated energy efficiency standards. The difference was multiplied by the number of shipments of the product models in the baseline scenario that were estimated to have an energy performance that is worse than what is required by the updated energy efficiency standards based on the number of years the product is expected to last, in order to arrive at the total energy savings. Results were summed across all affected products to estimate the total energy saved. Energy savings were monetized using the cost of energy per unit of energy saved (i.e. dollars per kilowatt-hour). The expected energy savings could be less, all other things being equal, if consumers were choosing to use their savings in a way that increases energy consumption. This phenomenon is known as the rebound effect, which is not accounted for in this analysis.⁵

The reductions in GHG emissions were calculated by applying fuel-specific emission factors, consistent with those published by Environment and Climate Change Canada, to the resulting energy savings. To remain consistent with the U.S. methodology and produce more realistic GHG savings, the reductions attributable to diminished electricity consumption reported throughout this document were calculated by applying the emission factors associated with the marginal fuels used to generate the electricity that would be saved through implementation of the Amendment.⁶ To allow comparison with outcomes reported under the Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change, the reductions in GHG emissions were also calculated by applying an average emission factor (see the sensitivity analysis section). Total reductions in GHG emissions with the average emission factor are estimated to be about 65 MtCO₂e by 2050 (versus 43 MtCO₂e with the marginal emission factor).

GHG emissions were monetized and incorporated into the analysis using a social cost of carbon. The social cost of carbon represents an estimate of the economic value of avoided climate change damages at the global level - for

d'heures de fonctionnement). Le résultat est comparé à l'énergie utilisée par la version modifiée de ce modèle de matériel qui répondrait aux normes d'efficacité énergétique actualisées. La différence a été multipliée par le nombre d'expéditions des modèles de matériels du scénario de référence dont on estime que le rendement énergétique est inférieur à celui exigé par les normes d'efficacité énergétique actualisées, en fonction du nombre d'années de vie du matériel, afin d'obtenir les économies d'énergie totales. Les résultats ont été additionnés pour tous les matériels concernés, afin d'estimer l'énergie totale économisée. Les économies d'énergie ont été monétisées en utilisant le coût de l'énergie par unité d'énergie économisée (c'est-à-dire dollars par kilowattheure). Les économies d'énergie attendues pourraient être moindres, toutes choses égales par ailleurs, si les consommateurs choisissaient d'utiliser leurs économies d'une manière qui augmente la consommation d'énergie. Ce phénomène, connu sous le nom d'effet de rebond, n'est pas pris en compte dans la présente analyse⁵.

Les réductions d'émissions de GES ont été calculées en appliquant aux économies d'énergie réalisées des facteurs d'émissions propres aux combustibles, conformes à ceux publiés par Environnement et Changement climatique Canada. Pour demeurer cohérentes avec la méthodologie des États-Unis et produire des économies de GES plus réalistes, les réductions attribuables à la diminution de la consommation d'électricité indiquées dans le présent document ont été calculées en appliquant les facteurs d'émission associés aux combustibles marginaux utilisés pour produire l'électricité qui serait économisée grâce à la mise en œuvre de cette modification⁶. Pour permettre une comparaison avec les résultats rapportés dans le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, les réductions d'émissions de GES ont également été calculées en appliquant un facteur d'émission moyen (voir la section de l'analyse de sensibilité). Les réductions totales des émissions de GES avec le facteur d'émission moyen sont estimées à environ 65 Mt éq. CO₂ d'ici 2050 (contre 43 Mt éq. CO₂ avec le facteur d'émission marginal).

Les émissions de GES ont été monétisées et intégrées dans l'analyse à l'aide d'un coût social du carbone. Le coût social du carbone représente une estimation de la valeur économique des dommages évités liés aux changements

⁵ No consensus is found in literature with respect to the rebound effect for energy efficiency of products and more empirical work would be required to estimate the size of the rebound effect for a variety of end-use products. In fact, rebound appears in varying definitions in the energy economics literature and most studies are related to theoretical issues, leaving relatively few papers with an analysis and estimation of the size of potential rebound effects.

⁶ Marginal fuels represent the power generation that is needed to meet the last unit of electricity demanded at a given time. The emissions from that power generation are used to calculate the reduced emissions owing to the Regulations.

⁵ Aucun consensus n'a été trouvé dans la documentation en ce qui concerne l'effet de rebond pour l'efficacité énergétique des produits; des travaux empiriques supplémentaires seraient nécessaires pour estimer l'ampleur de l'effet de rebond pour une variété de produits d'utilisation finale. En fait, le rebond apparaît sous différentes définitions dans la documentation sur l'économie de l'énergie et la plupart des études sont liées à des questions théoriques; relativement peu d'articles présentent donc une analyse et une estimation de l'ampleur des effets de rebond potentiels.

⁶ Les combustibles marginaux représentent la production d'électricité nécessaire pour satisfaire la dernière unité d'électricité demandée à un moment donné. Les émissions provenant de cette production d'électricité sont utilisées pour calculer la réduction des émissions due aux régléments.

current and future generations - because of reducing GHG emissions.

Assumptions

The key assumptions used in the main analysis are the following:

- The analysis covers shipments impacted by the Amendment between 2025 and 2050. Shipments are assumed to not be impacted by voluntary early compliance.
- The baseline scenario reflects Canadian market conditions in 2023.
- Benefits and costs are measured in real constant 2022 dollars.
- A 2% real discount rate is applied to all benefits and costs with values discounted to 2024.⁷
- Canadian average energy prices are based on data from Environment and Climate Change Canada's 2022 reference case emission projections.⁸
- The social cost of carbon used in this analysis is calculated by Environment and Climate Change Canada at \$271/tonne of carbon dioxide equivalent in 2025 (in 2021 dollars), increasing each year with the expected growth in damages.⁹
- Costs incurred by manufacturers to produce more efficient technologies, and compliance and administration burdens are assumed to be passed on to consumers.
- Incremental costs associated with more efficient technology were estimated in 2023 and are assumed to be constant, despite evidence that such costs come down with time, owing to improvements in manufacturing processes and economies of scale as higher volumes of

climatiques au niveau mondial, pour les générations actuelles et futures, grâce à la réduction d'émissions de GES.

Hypothèses

Les hypothèses clés utilisées dans l'analyse principale sont les suivantes :

- L'analyse porte sur les expéditions concernées par cette modification entre 2025 et 2050. On suppose que la mise en conformité volontaire anticipée n'aura pas d'incidence sur les expéditions.
- Le scénario de référence reflète les conditions du marché canadien en 2023.
- Les avantages et coûts sont mesurés en dollars réels constants de 2022.
- Un taux d'actualisation réel de 2 % est appliqué à tous les avantages et coûts; les valeurs étant actualisées jusqu'en 2024.⁷
- Les prix moyens de l'énergie au Canada sont basés sur les données des projections d'émissions du scénario de référence 2022 d'Environnement et Changement climatique Canada.⁸
- Le coût social du carbone utilisé dans cette analyse est calculé par Environnement et Changement climatique Canada à 271 \$/tonne d'équivalent de dioxyde de carbone en 2025 (en dollars de 2021), augmentant chaque année en fonction de la croissance attendue des dommages.⁹
- On suppose que les coûts supportés par les fabricants pour produire des technologies plus efficaces, ainsi que les charges administratives et de mise en conformité, seront répercutés sur les consommateurs.

⁷ Recommended by Environment and Climate Change Canada's Social Cost of Greenhouse Gas Estimates – Interim Updated Guidance for the Government of Canada and in accordance with Treasury Board Secretariat recommendations for environmental and health regulations.

⁸ Historical and projected fuel prices are based on Environment and Climate Change Canada. 2022. *Canada's Greenhouse Gas and Air Pollutant Emissions Projections*. Data were obtained through request to Environment and Climate Change Canada.

⁹ [Social Cost of Greenhouse Gas Estimates – Interim Updated Guidance for the Government of Canada](#). In Canada, SC-GHG estimates have been used since 2010 to value expected changes in GHG emissions as part of the cost-benefit analysis (CBA) of regulatory proposals. More generally, these estimates are appropriate to use whenever weighing a decision that would lead to changes in GHG emissions, such as in the context of federal impact assessments for major projects. The interim values update the 2016 Technical Update to Environment and Climate Change Canada's Social Cost of Greenhouse Gas Estimates. The updated estimates are identical to those adopted by the U.S. Environmental Protection Agency in their draft technical update, converted to Canadian currency in constant 2021 dollars.

⁷ Recommandé par Environnement et Changement climatique Canada dans le document Estimation du coût social des gaz à effet de serre – Orientation provisoire actualisée pour le gouvernement du Canada et conformément aux recommandations du Secrétariat du Conseil du Trésor pour les règlements relatifs à l'environnement et à la santé.

⁸ Les prix historiques et prévisionnels des carburants sont basés sur les données d'Environnement et Changement climatique Canada. 2022. *Projections des émissions de gaz à effet de serre et polluants atmosphériques*. Les données ont été obtenues à la suite d'une demande adressée à Environnement et Changement climatique Canada.

⁹ [Estimation du coût social des gaz à effet de serre – Orientation provisoire actualisée pour le gouvernement du Canada](#). Au Canada, les estimations du coût social des GES sont utilisées depuis 2010 pour évaluer les changements attendus dans les émissions de GES dans le cadre de l'analyse coûts-avantages des propositions réglementaires. Plus généralement, ces estimations sont appropriées lorsqu'il s'agit d'évaluer une décision qui entraînerait des changements dans les émissions de GES, par exemple dans le cadre des études d'impact fédérales de grands projets. Les valeurs provisoires actualisent la mise à jour technique de 2016 des estimations du coût social des gaz à effet de serre d'Environnement et Changement climatique Canada. Les estimations mises à jour sont identiques à celles adoptées par l'Environmental Protection Agency des États-Unis dans son projet de mise à jour technique, converties en dollars canadiens constants de 2021.

product models with new technology enter the market.¹⁰ This assumption could lead to overestimates of manufacturing costs; however, it provides a conservative assessment of overall net benefits.

- No taxes are included in the analysis (product costs, installation costs, energy, etc.). This is because the taxes are considered transfer payments and thus are not a net cost to society.

Data collection and sources

Data was collected on a product-by-product basis, through market studies. The studies provided key inputs to the analysis, such as the market size, the portion of the market that meets or does not meet the new or more stringent energy efficiency standards, the benchmarks that best represent the market, energy savings from the baseline scenario to the regulatory scenario, costs of moving from the baseline scenario to the regulatory scenario, product lifetime, and installation and maintenance costs. The market study also provided data to estimate compliance costs.

Cost-benefit statement

Number of years: 26 (2025 to 2050)

Price year: 2022

Present value base year: 2024

Discount rate: 2%

Table 2: Benefits and costs per energy-using product in millions of dollars (note: estimates have been rounded)

Energy-using product subdivision	Product costs ^{a,b}	Product benefits ^{a,c}	Product net benefits ^a
Air compressors	\$32	\$35	\$3
Faucets	\$2	\$16,288	\$16,286
Line voltage thermostats	\$37	\$857	\$820
Pool pumps	\$987	\$9,490	\$8,503
Showerheads	\$2	\$9,196	\$9,194

- Les coûts différentiels associés à une technologie plus efficace ont été estimés en 2023 et sont supposés constants, même si la diminution des coûts avec le temps est prouvée, en raison de l'amélioration des processus de fabrication et des économies d'échelle lorsque des volumes plus importants de modèles de matériels dotés d'une nouvelle technologie sont mis sur le marché¹⁰. Cette hypothèse pourrait conduire à une surestimation des coûts de fabrication; cependant, elle fournit une évaluation prudente des avantages nets globaux.
- Aucune taxe n'est incluse dans l'analyse (coûts des produits, coûts d'installation, énergie, etc.). En effet, les taxes sont considérées comme des paiements de transfert et ne représentent donc pas un coût net pour la société.

Collecte et sources de données

Les données ont été recueillies matériel par matériel, au moyen d'études de marché. Les études ont fourni des données clés pour l'analyse, telles que la taille du marché, la part du marché répondant ou non aux normes d'efficacité énergétique nouvelles ou plus strictes, les données de référence représentant le mieux le marché, les économies d'énergie entre le scénario de base et le scénario réglementaire, les coûts du passage du scénario de base au scénario réglementaire, la durée de vie du matériel et les coûts d'installation et d'entretien. L'étude de marché a également fourni des données permettant d'estimer les coûts de mise en conformité.

Énoncé des coûts et avantages

Nombre d'années : 26 (de 2025 à 2050)

Année du prix : 2022

Année de référence de la valeur actualisée : 2024

Taux d'actualisation : 2 %

Tableau 2 : Avantages et coûts par matériel consommateur d'énergie en millions de dollars (note : les estimations ont été arrondies)

Subdivision du matériel consommateur d'énergie	Coûts du matériel ^{a, b}	Avantages du matériel ^{a, c}	Avantages nets du matériel ^a
Compresseurs d'air	32 \$	35 \$	3 \$
Robinets	2 \$	16 288 \$	16 286 \$
Thermostats à tension de secteur	37 \$	857 \$	820 \$
Pompes de piscine	987 \$	9 490 \$	8 503 \$
Pommes de douche	2 \$	9 196 \$	9 194 \$

¹⁰ Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programs: 2021 update (PDF).

¹⁰ Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programs: 2021 update (PDF).

Energy-using product subdivision	Product costs ^{a,b}	Product benefits ^{a,c}	Product net benefits ^a
Room air conditioners	\$267	\$651	\$384
Large air conditioners	\$800	\$1,375	\$575
Split system central air conditioners	\$19	\$23	\$4
Portable air conditioners	\$179	\$372	\$193
Large heat pumps	\$41	\$77	\$35
Split system central heat pumps	\$73	\$314	\$241
Electric water heaters	\$3,301	\$15,932	\$12,631
General service lamps	\$411	\$2,859	\$2,448
Total of all products	\$6,152	\$57,468	\$51,316

Subdivision du matériel consommateur d'énergie	Coûts du matériel ^{a, b}	Avantages du matériel ^{a, c}	Avantages nets du matériel ^a
Climatiseurs individuels	267 \$	651 \$	384 \$
Climatiseurs de grande puissance	800 \$	1 375 \$	575 \$
Climatiseurs centraux bibloc	19 \$	23 \$	4 \$
Climatiseurs portatifs	179 \$	372 \$	193 \$
Thermopompes de grande puissance	41 \$	77 \$	35 \$
Thermopompes centrales bibloc	73 \$	314 \$	241 \$
Chauffe-eau électriques	3 301 \$	15 932 \$	12 631 \$
Lampes standard	411 \$	2 859 \$	2 448 \$
Total de tous les matériels	6 152 \$	57 468 \$	51 316 \$

^a Totals are presented in cumulative present value.
^b Product costs in this table include incremental costs for technology, installation, maintenance, and compliance, as applicable. The Amendment would add compliance testing costs for manufacturers through the new testing requirement for cold climate heat pumps, and the new testing requirements for line voltage thermostats. Also, there would be incremental labelling costs for the new lamps added under the new GSL scope. Finally, all newly regulated products would add verification costs, including newly regulated lamps and CFLs (as the Amendment would introduce energy efficiency standards for CFLs).
^c For all products, benefits include energy savings and GHG emission reductions, with the exception of GSLs where benefits also include technological savings due to the longer life of efficient products.

^a Les totaux sont présentés en valeur actualisée cumulative.
^b Les coûts des matériels figurant dans ce tableau comprennent les coûts différentiels liés à la technologie, à l'installation, à l'entretien et à la conformité, le cas échéant. Cette modification augmenterait les coûts des tests de conformité pour les fabricants en raison de la nouvelle exigence de test pour les thermopompes en climat froid et des nouvelles exigences de test pour les thermostats à tension de secteur. Enfin, tous les matériels nouvellement réglementés entraîneraient des coûts de vérification supplémentaires, y compris les lampes nouvellement réglementées et les LFC (étant donné que cette modification introduirait des normes d'efficacité énergétique pour les LFC).
^c Pour tous les matériels, les avantages comprennent les économies d'énergie et les réductions d'émissions de GES, à l'exception des lampes standard pour lesquelles les avantages comprennent également les économies technologiques dues à la durée de vie plus longue des matériels efficaces.

Table 3: Monetized costs in millions of dollars (note: estimates have been rounded)

Impacted stakeholder	Description of cost	Annual total in 2025 ^c	Annual total in 2030 ^c	Annual total in 2040 ^c	Annual total in 2050 ^c	Cumulative total by 2050 ^d	Average annualized total over the 2025-2050 period ^e
Consumers	Technology, installation and maintenance costs ^a	\$52	\$330	\$322	\$324	\$6,113	\$304
Industry	Administrative burden ^{a,b}	\$0.4	\$0.2	\$0.2	\$0.2	\$3.7	\$0.2
Industry	Compliance costs ^{a,b}	\$6.8	\$1.7	\$1.7	\$1.7	\$38.6	\$1.9
Government	Government costs	\$0.1	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.1	\$0.0

Impacted stakeholder	Description of cost	Annual total in 2025 ^c	Annual total in 2030 ^c	Annual total in 2040 ^c	Annual total in 2050 ^c	Cumulative total by 2050 ^d	Average annualized total over the 2025-2050 period ^e
All stakeholders	Total costs	\$59	\$332	\$324	\$325	\$6,155	\$306

^a Incremental costs are assumed to be passed on to consumers as higher prices.

^b The compliance costs and administrative burden reported in table 3 were estimated applying a 2% discount rate, from 2025 to 2050, to determine the value in 2022 dollars discounted to 2024. This method was used to be consistent with the calculation of other costs and benefits presented in tables 2 to 5. Administrative burden estimates produced for the one-for-one rule, discussed below in this RIAS, were calculated using the Treasury Board of Canada Secretariat's Regulatory Cost Calculator. This tool used a 7% discount rate, over 10 years (2025–2034), to determine a value in 2012 dollars, discounted to 2012.

^c Annual totals for 2025 through 2050 are presented in present value in the respective year.

^d Cumulative totals by 2050 are presented in 2024 present value.

^e Average annualized over the period are presented in terms of annualized values as indicated in the Treasury Board of Canada [Canada's Cost-Benefit Analysis Guide for Regulatory Proposals](#).

Tableau 3 : Coûts monétaires en millions de dollars (note : estimations arrondies)

Intervenant touché	Description du coût	Total annuel en 2025 ^c	Total annuel en 2030 ^c	Total annuel en 2040 ^c	Total annuel en 2050 ^c	Total cumulé d'ici 2050 ^d	Total annualisé moyen sur la période de 2025 à 2050 ^e
Consommateurs	Coûts de la technologie, de l'installation et de l'entretien ^a	52 \$	330 \$	322 \$	324 \$	6 113 \$	304 \$
Industrie	Fardeau administratif ^{a,b}	0,4 \$	0,2 \$	0,2 \$	0,2 \$	3,7 \$	0,2 \$
Industrie	Coûts de conformité ^{a,b}	6,8 \$	1,7 \$	1,7 \$	1,7 \$	38,6 \$	1,9 \$
Gouvernement	Coûts pour le gouvernement	0,1 \$	0,0 \$	0,0 \$	0,0 \$	0,1 \$	0,0 \$
Tous les intervenants	Coûts totaux	59 \$	332 \$	324 \$	325 \$	6 155 \$	306 \$

^a Les coûts supplémentaires sont supposés être répercutés sur les consommateurs sous la forme d'une augmentation des prix.

^b Les coûts de mise en conformité et le fardeau administratif figurant au tableau 3 ont été estimés en appliquant un taux d'actualisation de 2 %, de 2025 à 2050, afin de déterminer la valeur en dollars de 2022 actualisée à 2024. Cette méthode a été utilisée par souci de cohérence avec le calcul des autres coûts et avantages présentés aux tableaux 2 à 5. Les estimations du fardeau administratif produites pour la règle du « un pour un », discutée ci-dessous dans ce Résumé de l'étude d'impact de la réglementation, ont été calculées à l'aide du Calculateur des coûts de la réglementation du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada. Cet outil a utilisé un taux d'actualisation de 7 %, sur 10 ans (2025 à 2034), pour déterminer une valeur en dollars de 2012, actualisée à 2012.

^c Les totaux annuels pour 2025 à 2050 sont présentés en valeur actualisée pour l'année concernée.

^d Les totaux cumulés d'ici 2050 sont présentés en valeur actualisée de 2024.

^e Les moyennes annualisées sur la période sont présentées en termes de valeurs annualisées comme indiqué dans le [Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation](#) du Conseil du Trésor du Canada.

Table 4: Monetized benefits in millions of dollars (note: estimates have been rounded)

Impacted stakeholder	Description of benefits	Annual total in 2025 ^a	Annual total in 2030 ^a	Annual total in 2040 ^a	Annual total in 2050 ^a	Cumulative total by 2050 ^b	Average annualized total over the 2025-2050 period ^c
Consumers	Pre-tax fuel (electric, natural gas and oil) savings	\$179	\$1,703	\$1,907	\$2,049	\$34,524	\$1,716
Consumers	Benefits from longer life GSLs	\$31	\$60	\$22	\$0	\$717	\$36

Impacted stakeholder	Description of benefits	Annual total in 2025 ^a	Annual total in 2030 ^a	Annual total in 2040 ^a	Annual total in 2050 ^a	Cumulative total by 2050 ^b	Average annualized total over the 2025-2050 period ^c
Canadians	Avoided GHG damages	\$75	\$1,081	\$1,241	\$1,347	\$22,226	\$1,105
All stakeholders	Total benefits	\$285	\$2,843	\$3,170	\$3,395	\$57,468	\$2,856

^a Annual totals for 2025 through 2050 are presented in present value in the respective year.

^b Cumulative totals by 2050 are presented in 2024 present value.

^c Average annualized over the period are presented in terms of annualized values as indicated in the Treasury Board of Canada [Canada's Cost-Benefit Analysis Guide for Regulatory Proposals](#).

Tableau 4 : Avantages monétaires en millions de dollars (note : estimations arrondies)

Intervenant touché	Description de l'avantage	Total annuel en 2025 ^a	Total annuel en 2030 ^a	Total annuel en 2040 ^a	Total annuel en 2050 ^a	Total cumulé d'ici 2050 ^b	Total annualisé moyen sur la période de 2025 à 2050 ^c
Consommateurs	Économies de carburant avant impôt (électricité, gaz naturel, mazout)	179 \$	1 703 \$	1 907 \$	2 049 \$	34 524 \$	1 716 \$
Consommateurs	Avantages liés à l'allongement de la durée de vie des lampes standard	31 \$	60 \$	22 \$	0 \$	717 \$	36 \$
Population canadienne	Domages évités liés aux GES	75 \$	1 081 \$	1 241 \$	1 347 \$	22 226 \$	1 105 \$
Tous les intervenants	Total des avantages	285 \$	2 843 \$	3 170 \$	3 395 \$	57 468 \$	2 856 \$

^a Les totaux annuels pour 2025 à 2050 sont présentés en valeur actualisée pour l'année concernée.

^b Les totaux cumulés d'ici 2050 sont présentés en valeur actualisée de 2024.

^c Les moyennes annualisées sur la période sont présentées en termes de valeurs annualisées comme indiqué dans le [Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation](#) du Conseil du Trésor du Canada.

Table 5: Summary of monetized costs and benefits in millions of dollars (note: estimates have been rounded)

Impacted stakeholder	Annual total in 2025 ^a	Annual total in 2030 ^a	Annual total in 2040 ^a	Annual total in 2050 ^a	Cumulative total by 2050 ^b	Average annualized total over the 2025-2050 period ^c
Total costs	\$59	\$332	\$324	\$325	\$6,155	\$306
Total benefits ^d	\$285	\$2,843	\$3,170	\$3,395	\$57,468	\$2,856
Net impact	\$226	\$2,511	\$2,846	\$3,070	\$51,312	\$2,550

^a Annual totals for 2025 through 2050 are presented in present value in the respective year.

^b Cumulative totals by 2050 are presented in 2024 present value.

^c Average annualized over the period are presented in terms of annualized values as indicated in the Treasury Board of Canada [Canada's Cost-Benefit Analysis Guide for Regulatory Proposals](#).

^d For all products, benefits include energy savings and GHG emission reductions, except for GSLs where benefits also include technological savings due to the longer life of efficient products.

Tableau 5 : Résumé des coûts et avantages monétaires en millions de dollars (note : estimations arrondies)

Intervenant touché	Total annuel en 2025 ^a	Total annuel en 2030 ^a	Total annuel en 2040 ^a	Total annuel en 2050 ^a	Total cumulé d'ici 2050 ^b	Total annualisé moyen sur la période de 2025 à 2050 ^c
Coûts totaux	59 \$	332 \$	324 \$	325 \$	6 155 \$	306 \$
Total des avantages^d	285 \$	2 843 \$	3 170 \$	3 395 \$	57 468 \$	2 856 \$
Impact net	226 \$	2 511 \$	2 846 \$	3 070 \$	51 312 \$	2 550 \$

^a Les totaux annuels pour 2025 à 2050 sont présentés en valeur actualisée pour l'année concernée.

^b Les totaux cumulés d'ici 2050 sont présentés en valeur actualisée de 2024.

^c Les moyennes annualisées sur la période sont présentées en termes de valeurs annualisées comme indiqué dans le [Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation](#) du Conseil du Trésor du Canada.

^d Pour tous les matériels, les avantages comprennent les économies d'énergie et les réductions d'émissions de GES, à l'exception des lampes standard pour lesquelles les avantages comprennent également les économies technologiques dues à la durée de vie plus longue des matériels efficaces.

Table 6: Quantified non-\$ impacts (note: estimates have been rounded)

Impacted stakeholder	Description of impact	Annual total in 2025	Annual total in 2030	Annual total in 2040	Annual total in 2050	Cumulative total by 2050	Average annualized total over the 2025-2050 period
Canadians	Energy savings (petajoules)	0.8	29	57	58	1,152	44
	GHG emission reductions (megatonnes of carbon dioxide equivalent)	0.1	1.6	3.2	3.3	65	2.5
	Water savings (millions of cubic meters)	0.0	81	165	165	3,324	133

Tableau 6 : Impacts quantifiés autres qu'en dollars (note : estimations arrondies)

Intervenant touché	Description de l'impact	Total annuel en 2025	Total annuel en 2030	Total annuel en 2040	Total annuel en 2050	Total cumulé d'ici 2050	Total annualisé moyen sur la période 2025-2050
Population canadienne	Économies d'énergie (petajoules)	0,8	29	57	58	1 152	44
	Réductions des émissions de GES (mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone)	0,1	1,6	3,2	3,3	65	2,5
	Économies d'eau (millions de mètres cubes)	0,0	81	165	165	3 324	133

Additional benefits and costs

For various regulated products, the amendments would maintain, improve, and facilitate maintaining in the future regulatory harmonization between Canada and the United States. Nevertheless, the analysis has not quantified the

Avantages et coûts supplémentaires

Pour divers matériels réglementés, ces modifications maintiendraient, amélioreraient et faciliteraient le maintien à l'avenir de l'harmonisation des règlements entre le Canada et les États-Unis. Néanmoins, l'analyse n'a pas

resulting costs reduction associated with the industry not having to test the same product model twice to satisfy different requirements since the baseline assumes that NRCan is delivering on its policy of harmonization previously stated. Furthermore, these only represent a small portion of the positive impacts associated with the regulatory harmonization according to the Organisation for Economic Co-operation and Development.¹¹

In this Amendment, the increasing use of incorporation by ambulatory reference to U.S. standards and NRCan bilingual technical standards documents that reproduce U.S. standards, would allow NRCan to maintain harmonization. Furthermore, preparing for the use of Ministerial Regulations would allow NRCan to update requirements in a more time-efficient manner when needed to maintain harmonized requirements with another jurisdiction. This benefits trade and business by eliminating or reducing the period of time during which Canada's regulations are misaligned with another jurisdiction, notably the United States, and would allow more efficient use of government resources.

For businesses and institutions using affected energy-using products in their operations, an improvement in energy performance translates into energy and operating cost savings and improved environmental performance, which can lead to increased productivity and competitiveness, and, when such companies spend these energy savings on expanding their businesses or factories, they create greater demand. Although the Amendment would increase the energy efficiency standards of products primarily used in the residential sector, these products might be used elsewhere, such as in small commercial applications. Reduced electricity consumption from regulated products also benefits the utilities by reducing peak loads and the need to add more generating, transmission and distribution capacity.¹²

quantifié la réduction des coûts résultant du fait que l'industrie n'a pas à tester deux fois le même modèle de matériel pour répondre à des exigences différentes, puisque le scénario de référence suppose que RNCan respecte sa politique d'harmonisation énoncée précédemment. En outre, ces effets ne représentent qu'une petite partie des effets positifs associés à l'harmonisation des règlements selon l'Organisation de coopération et de développement économiques¹¹.

Dans cette modification, le recours croissant à l'incorporation par renvoi dynamique aux normes des États-Unis et aux documents de normes techniques bilingues de RNCan reproduisant les normes des États-Unis permettrait à RNCan de maintenir l'harmonisation. En outre, la préparation à l'utilisation de règlements ministériels permettrait à RNCan de mettre à jour des exigences de manière plus efficace lorsque cela est nécessaire pour maintenir des exigences harmonisées avec une autre instance. Cela profite au commerce et aux entreprises en éliminant ou en réduisant la période pendant laquelle les réglementations du Canada ne reflètent pas celles d'une autre instance, notamment les États-Unis, et permettrait une utilisation plus efficace des ressources gouvernementales.

Pour ce qui est des entreprises et des institutions utilisant dans leurs activités les matériels visés consommant de l'énergie, une amélioration du rendement énergétique se traduit par des économies de coûts énergétiques et opérationnels et une performance environnementale supérieure, qui accroissent la productivité et la compétitivité, et, lorsque ces entreprises dépensent leurs économies d'énergie pour étendre leurs activités ou usines, elles créent une plus grande demande. Même si cette modification renforçait les normes d'efficacité énergétique des matériels principalement utilisés dans le secteur résidentiel, ces matériels peuvent être utilisés ailleurs, par exemple dans de petites applications commerciales. La consommation d'électricité plus faible découlant des matériels réglementés bénéficie également aux services publics, grâce à la diminution des charges maximales et de la nécessité d'intensifier les capacités de production, de transport et de distribution¹².

¹¹ The Organisation for Economic Co-operation and Development, in the *International Regulatory Co-operation: Addressing Global Challenges* (PDF) report, categorizes the major benefits of international regulatory harmonization as the economic gains from reduced costs on economic activity and increased trade and investment flows; the ability to manage risks across borders; administrative efficiencies associated with greater transparency and work sharing; and increased knowledge among peers from information sharing. The challenges are similarly categorized as the costs associated with coordinating work across borders; sovereignty issues and a lack of domestic regulatory flexibility; political influences on regulatory cooperation; and implementation issues. These impacts are beyond the scope of this analysis.

¹² Part Two — Chapter 3: Assessing the Electricity System Benefits of Energy Efficiency and Renewable Energy (PDF).

¹¹ L'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), dans le rapport *International Regulatory Co-operation: Addressing Global Challenges* (PDF), catégorise les principaux avantages de l'harmonisation réglementaire internationale comme suit : gains économiques résultant de la réduction des coûts sur l'activité économique et de l'augmentation des flux commerciaux et d'investissement, capacité à gérer les risques au-delà des frontières, gains d'efficacité administrative associés à une plus grande transparence et à un meilleur partage du travail, amélioration des connaissances entre pairs grâce au partage de l'information. Les défis sont classés de la même manière : coûts associés à la coordination des travaux transfrontaliers, questions de souveraineté et manque de flexibilité réglementaire au niveau national, influences politiques sur la coopération réglementaire et questions de mise en œuvre. Ces répercussions dépassent la portée de cette analyse.

¹² Part Two — Chapter 3: Assessing the Electricity System Benefits of Energy Efficiency and Renewable Energy (PDF).

Because of the lack of data or complexity involved, the analysis has not quantified widely accepted potential benefits of energy efficiency, such as increased energy security, reduced air pollution, improved occupant comfort, better indoor air quality and minimizing risks of depressurization in new constructions with better envelopes.¹³

Another benefit of the Amendment is related to the verified energy efficiency performance information of energy-using products that is collected by NRCan through its compliance program. Energy performance data for new energy-using products would be posted to the NRCan website¹⁴ and would be accessible to households or businesses to help them make informed purchase decisions. Utilities and retailers also benefit from this information since it supports programming to promote the sale of high-efficiency products. The collection and analysis of energy performance data also support future policy development and evidence-based decision-making.

Finally, the benefits associated with the removal of the fan energy rating (FER) requirement for through-the-wall gas furnaces, which represent a technological barrier to compliance, have not been quantified in this cost-benefit analysis.

In terms of costs, it is to note that future changes to documents that would be incorporated by reference may impose extra costs to regulated parties that have not been accounted for in this cost-benefit analysis. However, when documents incorporated on an ambulatory basis will be updated, although a regulatory amendment will not be required to process the change, NRCan would still perform a cost-benefit analysis and report the impacts of the incremental changes publicly.

Sensitivity analysis

Given that several inputs into the analysis are subject to a certain degree of uncertainty, in addition to the baseline scenario, sensitivity analyses are performed on the following variables:

- GHG emission factor for electricity: the GHG emission factor for electricity used in the current analysis is

¹³ International Energy Agency (2019), *Multiple Benefits of Energy Efficiency*, IEA.

¹⁴ Data may vary from product to product. See the [Searchable product lists](#) of products compliant with Canada's energy efficiency requirements.

En raison du manque de données ou de la complexité de la question, l'analyse n'a pas quantifié les avantages potentiels largement reconnus de l'efficacité énergétique, tels que le renforcement de la sécurité énergétique, la réduction de la pollution atmosphérique, l'amélioration du confort des occupants, l'amélioration de la qualité de l'air intérieur et la minimisation des risques de dépressurisation dans les nouvelles constructions dotées d'une meilleure enveloppe¹³.

Un autre avantage de cette modification est lié aux renseignements vérifiés sur l'efficacité énergétique des matériels consommateurs d'énergie qui sont recueillis par RNCAN dans le cadre de son programme de conformité. Les données relatives au rendement énergétique des nouveaux matériels consommateurs d'énergie seraient publiées sur le site Web de RNCAN¹⁴ et seraient accessibles aux ménages et aux entreprises pour les aider à prendre des décisions d'achat en connaissance de cause. Les services publics et les détaillants bénéficient également de ces renseignements puisqu'ils soutiennent les programmes visant à promouvoir la vente de matériels à haut rendement. La collecte et l'analyse des données relatives au rendement énergétique contribuent également à l'élaboration de futures politiques et à la prise de décisions fondées sur des données probantes.

Enfin, les avantages liés à la suppression de l'exigence relative à l'indice énergétique du ventilateur (FER) pour les générateurs d'air chaud à gaz muraux, qui constituent un obstacle technologique à la conformité, n'ont pas été quantifiés dans la présente analyse des coûts-avantages.

En termes de coûts, il convient de noter que les modifications futures des documents qui seraient incorporés par renvoi peuvent imposer aux parties réglementées des coûts supplémentaires qui n'ont pas été pris en compte dans la présente analyse des coûts-avantages. Toutefois, lorsque des documents faisant l'objet d'une incorporation à caractère dynamique sont mis à jour, malgré l'absence d'obligation réglementaire de traiter le changement, RNCAN effectuerait tout de même une analyse des coûts-avantages et rendrait compte publiquement de l'impact des changements progressifs.

Analyse de sensibilité

Étant donné que plusieurs éléments de l'analyse sont soumis à un certain degré d'incertitude, outre le scénario de base, des analyses de sensibilité sont effectuées sur les variables suivantes :

- Facteur d'émission de GES pour l'électricité : le facteur d'émission de GES pour l'électricité utilisé dans la

¹³ Agence internationale de l'énergie (2019), *Multiple Benefits of Energy Efficiency*, AIE.

¹⁴ Les données peuvent varier d'un produit à l'autre. Voir les [Listes interrogeables de produits](#) conformes aux exigences canadiennes en matière d'efficacité énergétique.

NRCan's marginal emission factor for electricity. However, the results may be sensitive to the emission factor used. To account for this uncertainty, the sensitivity analysis performs the analysis using NRCan's average emission factor for electricity.

- **Discount rate:** the current analysis uses a 2% social discount rate. However, the results may be sensitive to the discount rate used. To account for this uncertainty, the sensitivity analysis performs the analysis with an opportunity cost of capital of 7%, which is consistent with values recommended in the Treasury Board of Canada Secretariat [Canada's Cost-Benefit Analysis Guide for Regulatory Proposals](#).
- **Social cost of carbon:** the analysis uses Environment and Climate Change Canada's estimates of the SCC. However, as results may be sensitive to the SCC values, to account for this uncertainty, the sensitivity analysis presents the results without the SCC.
- **Incremental costs:** the methodology assumes that incremental costs of technology remain constant over time. Considering this assumption provides a conservative estimate of future cost changes, a sensitivity analysis is performed to account for a 10% reduction of the estimated incremental costs.
- **Energy price:** the energy prices used in the current analysis are weighted Canadian averages from each province and territory by fuel types and sectors. However, the price paid by the consumer may differ depending on the region they live in. To account for this uncertainty, the sensitivity analysis tests the results with the lowest and highest regional prices. It is expected that remote communities' (northern and off-grid) prices would be best represented by the highest energy price scenario.
- **Price of water:** due to uncertainty in the price of water and lack of a price forecast, water was not monetized in the central cost-benefit analysis. A recent study prepared for NRCan estimates the average residential ratepayer costs of water and wastewater service in Canada to be \$3.73 per cubic metre (\$2023), where it is assumed that all water that comes into the home eventually becomes wastewater. NRCan applied this cost to all water even though some jurisdictions do not directly charge users for water, as 11% of Canadians are not part of a water distribution system and 13.9% do not use municipal sanitary sewer system.¹⁵

présente analyse est le facteur d'émission marginal de RNCan pour l'électricité. Toutefois, les résultats peuvent être sensibles au facteur d'émission utilisé. Pour tenir compte de cette incertitude, l'analyse de sensibilité utilise le facteur d'émission moyen de RNCan pour l'électricité.

- **Taux d'actualisation :** l'analyse actuelle utilise un taux d'actualisation social de 2 %. Toutefois, les résultats peuvent être sensibles au taux d'actualisation utilisé. Pour tenir compte de cette incertitude, l'analyse de sensibilité effectue l'analyse avec un coût d'opportunité du capital de 7 %; ce qui est conforme aux valeurs recommandées dans le [Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation](#) du Secrétaire du Conseil du Trésor du Canada.
- **Coût social du carbone :** l'analyse utilise les estimations du coût social du carbone d'Environnement et Changement climatique Canada. Toutefois, comme les résultats peuvent être sensibles aux valeurs du coût social du carbone, l'analyse de sensibilité présente les résultats sans le coût social du carbone, afin de tenir compte de cette incertitude.
- **Coûts différentiels :** la méthodologie suppose que les coûts différentiels de la technologie restent constants dans le temps. Étant donné que cette hypothèse fournit une estimation prudente de l'évolution future des coûts, une analyse de sensibilité est réalisée pour tenir compte d'une réduction de 10 % des coûts différentiels estimés.
- **Prix de l'énergie :** les prix de l'énergie utilisés dans la présente analyse sont des moyennes canadiennes pondérées de chaque province et territoire par type de combustible et par secteur. Cependant, le prix payé par le consommateur peut varier en fonction de la région dans laquelle il vit. Pour tenir compte de cette incertitude, l'analyse de sensibilité teste les résultats avec les prix régionaux les plus bas et les plus élevés. On s'attend à ce que les prix des collectivités éloignées (nordiques et hors réseau) soient mieux représentés par le scénario de prix de l'énergie le plus élevé.
- **Prix de l'eau :** en raison de l'incertitude du prix de l'eau et de l'absence de prévisions de prix, l'eau n'a pas été monétisée dans l'analyse centrale des coûts-avantages. Une étude récente préparée pour RNCan estime le coût moyen pour le contribuable résidentiel des services d'eau et d'assainissement au Canada à 3,73 \$ par mètre cube (dollars de 2023), en partant du principe que toute l'eau qui entre dans la maison finit par devenir de l'eau usée. RNCan a appliqué ce coût à l'ensemble de l'eau, même si certaines instances ne facturent pas directement l'eau aux utilisateurs, puisque 11 % de la population canadienne ne font pas partie d'un réseau de distribution d'eau et 13,9 % n'utilisent pas le réseau municipal d'égouts sanitaires¹⁵.

¹⁵ [Municipal water use ... statistics](#) from Environment Canada, Issue 2011.

¹⁵ [Utilisation de l'eau par les municipalités, statistiques de...](#) d'Environnement Canada, numéro 2011.

Overall, the various sensitivity scenarios support estimates of positive net benefits for all products, with total cumulative net benefits by 2050 in the range of \$22,359 million (7% discount rate) to \$89,317 (high energy prices), in comparison to \$51,312 of net benefits under the reference case, as shown in Table 7 below.

Dans l'ensemble, les différents scénarios de sensibilité soutiennent les estimations d'avantages nets positifs pour tous les matériels, avec des avantages nets cumulés totaux d'ici 2050 compris entre 22 359 millions de dollars (taux d'actualisation de 7 %) et 89 317 millions de dollars (prix de l'énergie élevés), contre 51 312 millions de dollars d'avantages nets dans le scénario de référence, comme l'indique le tableau 7 ci-dessous.

Table 7: Summary of sensitivity analysis of benefits and costs per product in millions of dollars (note: estimates have been rounded)

Variable	Sensitivity case	Costs ^{a,b}	Benefits ^{a,c}	Net benefits ^{a,c}
Reference case (from Table 5)	N/A	\$6,155	\$57,468	\$51,312
GHG emission factor	Average factor	\$6,155	\$49,823	\$43,668
Discount rate	7%	\$3,483	\$25,843	\$22,359
Social cost of carbon	None	\$6,155	\$35,241	\$29,086
Energy price	High	\$6,155	\$95,472	\$89,317
	Low	\$6,155	\$46,604	\$40,449
Incremental costs	Low	\$4,627	\$57,468	\$52,840
Price of water	Pumping and treatment	\$6,155	\$68,211	\$62,056

^a Totals are presented in cumulative present value.

^b Costs include incremental costs for technology, installation, maintenance, compliance, administrative and government costs, as applicable.

^c For all products, total benefits and net benefits include energy savings and GHG emission reductions, except for GSLs where benefits also include technological savings due to the longer life of efficient products.

Tableau 7 : Résumé de l'analyse de sensibilité des avantages et des coûts par matériel en millions de dollars (note : estimations arrondies)

Variable	Cas de sensibilité	Coûts ^{a,b}	Avantages ^{a,c}	Avantages nets ^{a,c}
Cas de référence (du tableau 5)	S.O.	6 155 \$	57 468 \$	51 312 \$
Facteur d'émissions de GES	Facteur moyen	6 155 \$	49 823 \$	43 668 \$
Taux d'actualisation	7 %	3 483 \$	25 843 \$	22 359 \$
Coût social du carbone	Aucun	6 155 \$	35 241 \$	29 086 \$
Prix de l'énergie	Élevé	6 155 \$	95 472 \$	89 317 \$
	Bas	6 155 \$	46 604 \$	40 449 \$
Coûts différentiels	Bas	4 627 \$	57 468 \$	52 840 \$
Prix de l'eau	Pompage et traitement	6 155 \$	68 211 \$	62 056 \$

^a Les totaux sont présentés en valeur actualisée cumulative.

^b Les coûts comprennent les coûts différentiels liés à la technologie, à l'installation, à l'entretien, à la conformité, à l'administration et aux pouvoirs publics, le cas échéant.

^c Pour tous les matériels, les avantages totaux et les avantages nets comprennent les économies d'énergie et les réductions d'émissions de GES, à l'exception des lampes standard dont les avantages comprennent également les économies technologiques dues à l'allongement de la durée de vie des matériels efficaces.

Distributional impact analysis

The costs and benefits provided in the central cost-benefit analysis are not always distributed equally across the various impacted stakeholders. Therefore, a sectorial distributional analysis has been performed for each product covered by the cost-benefit analysis. This section also contains a consumer-level impact analysis, outlining the per-unit costs and benefits experienced by consumers by product and sector.

Cumulative benefits by product and sector are influenced by the number of shipments, the annual energy consumption, the fuel type saved and the energy price in the sector of use. Cumulative costs by product and sector are determined by the incremental costs and the number of shipments.

Most of the costs and benefits would occur to residential product users, with the largest costs and benefits incurred by those that use electric water heaters. Commercial product users would also see significant costs and benefits, with the largest costs and benefits incurred by users of large air conditioners. The industrial sector would be impacted, but not to nearly the same extent, primarily because air compressors are the only industrial products affected by the Amendment.

Analyse de répartition de l'impact

Les coûts et les avantages fournis dans l'analyse centrale des coûts et des avantages ne sont pas toujours répartis de manière égale entre les différentes parties prenantes concernées. C'est pourquoi une analyse sectorielle de la répartition a été réalisée pour chaque matériel couvert par l'analyse des coûts-avantages. La présente section contient aussi une analyse d'impact au niveau des consommateurs, en soulignant les coûts et avantages unitaires pour les consommateurs par matériel et par secteur.

Les avantages cumulés par matériel et par secteur sont influencés par le nombre d'expéditions, la consommation annuelle d'énergie, le type de carburant économisé et le prix de l'énergie dans le secteur d'utilisation. Les coûts cumulés par matériel et par secteur sont déterminés par les coûts différentiels et le nombre d'expéditions.

La plupart des coûts et des avantages concerneraient les utilisateurs de matériels résidentiels; les coûts et les avantages les plus importants concernant ceux qui utilisent des chauffe-eau électriques. Les utilisateurs de matériels commerciaux verraient également des coûts et des avantages significatifs; les coûts et avantages les plus importants concernant les utilisateurs de climatiseurs de grande puissance. Le secteur industriel serait touché, mais dans une moindre mesure, principalement parce que les compresseurs d'air sont les seuls matériels industriels concernés par cette modification.

Table 8: Costs and benefits by energy-using product and sector, cumulative total by 2050, in millions of dollars (note: estimates have been rounded)

Energy-using product	Sector	Energy savings (petajoules)	GHG emission reductions (megatonnes of carbon dioxide equivalent)	Costs ^a	Energy benefits	GHG benefits	Total benefits ^b	Net benefits ^b
Pool pumps	Residential	140	8.5	\$939	\$5,703	\$2,711	\$8,414	\$7,475
	Commercial	18.8	1.1	\$48	\$712	\$364	\$1,076	\$1,028
Air compressors	Commercial	0.0	0.0	\$4.2	\$3.7	\$1.9	\$5.6	\$1.4
	Industrial	0.6	0.0	\$28	\$17	\$13	\$30	\$1.4
Line voltage thermostats	Residential	14	0.8	\$37	\$581	\$276	\$857	\$820
Portable air conditioners	Residential	5.2	0.3	\$156	\$218	\$103	\$321	\$166
	Commercial	0.8	0.1	\$23	\$34	\$17	\$51	\$28
Large air conditioners	Commercial	17	1.0	\$800	\$908	\$467	\$1,375	\$575
Large heat pumps	Commercial	1.0	0.1	\$41	\$51	\$26	\$77	\$35
Split system central air conditioners	Commercial	0.3	0.0	\$19	\$15	\$7.8	\$23	\$3.8

Energy-using product	Sector	Energy savings (petajoules)	GHG emission reductions (megatonnes of carbon dioxide equivalent)	Costs ^a	Energy benefits	GHG benefits	Total benefits ^b	Net benefits ^b
Split system central heat pumps	Commercial	4.5	0.3	\$73	\$208	\$107	\$314	\$241
GSLs	Residential	13	0.9	\$253	\$1,103	\$331	\$1,874	\$1,621
	Commercial	4.4	0.3	\$158	\$538	\$169	\$985	\$827
Showerheads	Residential	242	13	\$2	\$4,806	\$4,342	\$9,148	\$9,145
	Commercial	1.9	0.1	\$0.0	\$16	\$32	\$48	\$48
Room AC	Residential	9.1	0.5	\$232	\$386	\$183	\$569	\$337
	Commercial	1.4	0.1	\$35	\$54	\$28	\$82	\$47
Faucets	Residential	401	22	\$2	\$7,996	\$7,225	\$15,221	\$15,219
	Commercial	41	2	\$0	\$372	\$694	\$1,067	\$1,067
Electric water heaters	Residential	236	14	\$3,301	\$10,804	\$5,128	\$15,932	\$12,631
Total	Residential	1,060	60	\$4,921	\$32,036	\$20,299	\$52,335	\$47,413
	Commercial	91	5.2	\$1,202	\$3,189	\$1,915	\$5,103	\$3,901
	Industrial	0.6	0.0	\$28.1	\$16.8	\$12.8	\$29.6	\$1.4
Total		1,152	65	\$6,151	\$35,242	\$22,227	\$57,468	\$51,315

^a Costs do not include administrative costs to industry and government costs.

^b For all products, total benefits and net benefits include energy savings and GHG emission reductions, except for GSLs where benefits also include technological savings due to the longer life of efficient products. Additional GSLs life adds a total benefit of \$439 million in the residential sector and \$278 million in the commercial sector.

Tableau 8 : Coûts et avantages par matériel consommateur d'énergie et par secteur, total cumulé d'ici 2050, en millions de dollars (note : estimations arrondies)

Matériel consommateur d'énergie	Secteur	Économies d'énergie (pétajoules)	Réductions des émissions de GES (mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone)	Coûts ^a	Avantages énergétiques	Avantages en matière de GES	Total des avantages ^b	Avantages nets ^b
Pompes de piscine	Résidentiel	140	8,5	939 \$	5 703 \$	2 711 \$	8 414 \$	7 475 \$
	Commercial	18,8	1,1	48 \$	712 \$	364 \$	1 076 \$	1 028 \$
Compresseurs d'air	Commercial	0,0	0,0	4,2 \$	3,7 \$	1,9 \$	5,6 \$	1,4 \$
	Industriel	0,6	0,0	28 \$	17 \$	13 \$	30 \$	1,4 \$
Thermostats à tension de secteur	Résidentiel	14	0,8	37 \$	581 \$	276 \$	857 \$	820 \$
Climatiseurs portatifs	Résidentiel	5,2	0,3	156 \$	218 \$	103 \$	321 \$	166 \$
	Commercial	0,8	0,1	23 \$	34 \$	17 \$	51 \$	28 \$
Climatiseurs de grande puissance	Commercial	17	1,0	800 \$	908 \$	467 \$	1 375 \$	575 \$

Matériel consommateur d'énergie	Secteur	Économies d'énergie (pétajoules)	Réductions des émissions de GES (mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone)	Coûts ^a	Avantages énergétiques	Avantages en matière de GES	Total des avantages ^b	Avantages nets ^b
Thermopompes de grande puissance	Commercial	1,0	0,1	41 \$	51 \$	26 \$	77 \$	35 \$
Climatiseurs centraux bibloc	Commercial	0,3	0,0	19 \$	15 \$	7,8 \$	23 \$	3,8 \$
Thermopompes centrales bibloc	Commercial	4,5	0,3	73 \$	208 \$	107 \$	314 \$	241 \$
Lampes standard	Résidentiel	13	0,9	253 \$	1 103 \$	331 \$	1 874 \$	1 621 \$
	Commercial	4,4	0,3	158 \$	538 \$	169 \$	985 \$	827 \$
Pommes de douche	Résidentiel	242	13	2 \$	4 806 \$	4 342 \$	9 148 \$	9 145 \$
	Commercial	1,9	0,1	0,0 \$	16 \$	32 \$	48 \$	48 \$
Climatiseurs individuels	Résidentiel	9,1	0,5	232 \$	386 \$	183 \$	569 \$	337 \$
	Commercial	1,4	0,1	35 \$	54 \$	28 \$	82 \$	47 \$
Robinets	Résidentiel	401	22	2 \$	7 996 \$	7 225 \$	15 221 \$	15 219 \$
	Commercial	41	2	0 \$	372 \$	694 \$	1 067 \$	1 067 \$
Chauffe-eau électriques	Résidentiel	236	14	3 301 \$	10 804 \$	5 128 \$	15 932 \$	12 631 \$
Économies totales	Résidentiel	1060	60	4 921 \$	32 036 \$	20 299 \$	52 335 \$	47 413 \$
	Commercial	91	5,2	1 202 \$	3 189 \$	1 915 \$	5 103 \$	3 901 \$
	Industriel	0,6	0,0	28,1 \$	16,8 \$	12,8 \$	29,6 \$	1,4 \$
Économies totales		1 152	65	6 151 \$	35 242 \$	22 227 \$	57 468 \$	51 315 \$

^a Les coûts ne comprennent pas les coûts administratifs pour l'industrie et les coûts des pouvoirs publics.

^b Pour tous les matériels, les avantages totaux et les avantages nets comprennent les économies d'énergie et les réductions d'émissions de GES, à l'exception des lampes standard dont les avantages comprennent également les économies technologiques dues à l'allongement de la durée de vie des matériels efficaces. La durée supplémentaire des lampes standard ajoute un avantage total de 439 millions de dollars dans le secteur résidentiel et de 278 millions de dollars dans le secteur commercial.

Table 9 shows the average per-unit costs and benefits at the consumer level by product and sector. The end user is expected to benefit from energy savings of the product as shown in the table. However, since GHG emissions reductions are expected to benefit society in general, the impact has not been included in the table. Although the costs incurred by manufacturers and importers are expected to eventually be paid by the end user, they are excluded because the data and our cost-benefit analysis model does not allow for the split of these cost across various benchmarks, and it is unknown how the costs would be applied to each unit sold throughout the distribution chains.

While the central cost-benefit analysis shows that the benefits are greater than the costs for each product, there are two products (air compressors used in the industrial sector and split system central air conditioners) that show a net loss to the end users (i.e. they would not save enough

Le tableau 9 présente les coûts et avantages moyens par unité au niveau du consommateur, par matériel et par secteur. L'utilisateur final devrait bénéficier d'économies d'énergie réalisées grâce au matériel, comme le montre le tableau. Toutefois, étant donné que les réductions d'émissions de GES devraient profiter à la société en général, cet impact n'a pas été inclus dans le tableau. Même si les coûts supportés par les fabricants et les importateurs devraient finalement être payés par l'utilisateur final, ils sont exclus parce que les données et notre modèle d'analyse de coûts-avantages ne permettent pas de répartir ces coûts entre les différents critères de référence, et que l'on ne sait pas comment les coûts seraient appliqués à chaque unité vendue tout au long des chaînes de distribution.

Si l'analyse centrale des coûts-avantages montre que les avantages sont supérieurs aux coûts pour chaque matériel, deux matériels (les compresseurs d'air utilisés dans le secteur industriel et les climatiseurs centraux bibloc) présentent une perte nette pour les utilisateurs finaux

money during the useful life of the product to offset the incremental costs to improve a product).

In the case of these two aforementioned products, society still stands to benefit from the changes once the social cost of carbon is included in the analysis. For these two products, the majority of shipments already meet the proposed energy efficiency standards. It is estimated that once air compressors are subject to Ontario's new requirements, 93% of the Canadian market would meet NRCan's proposed standard. For split system central air conditioners, which make up a relatively small percentage of the market for commercial cooling equipment, 87% of the market already met the proposed energy efficiency standard. Furthermore, the estimated price increases of these products are relatively small (10% or less of purchasing price), and the proposed changes are harmonized with the United States to reduce trade impacts on the North American market. The results in the table below reflect the assumptions of the central cost-benefit analysis.

The cost estimates are conservative. As previously mentioned, historically, it has been observed that industry has found innovative ways to improve the efficiency of product in more cost-effective ways than expected.

(c'est-à-dire qu'ils n'économiseraient pas suffisamment d'argent pendant la durée de vie utile du matériel pour compenser les coûts supplémentaires liés à l'amélioration du matériel).

Dans le cas des deux matériels susmentionnés, la société continue de bénéficier des changements une fois le coût social du carbone pris en compte dans l'analyse. Pour ces deux matériels, la majorité des expéditions répondent déjà aux normes d'efficacité énergétique proposées. On estime qu'une fois les compresseurs d'air soumis aux nouvelles exigences de l'Ontario, 93 % du marché canadien serait conforme à la norme proposée par NRCan. Pour les climatiseurs centraux bibloc, représentant un pourcentage relativement faible du marché des équipements de refroidissement commerciaux, 87 % du marché répondait déjà à la norme d'efficacité énergétique proposée. En outre, les augmentations de prix estimées pour ces matériels sont relativement faibles (10 % ou moins du prix d'achat) et les modifications proposées sont harmonisées avec les États-Unis, afin de réduire les incidences commerciales sur le marché nord-américain. Les résultats du tableau ci-dessous reflètent les hypothèses de l'analyse centrale de coûts-avantages.

Les estimations de coûts sont prudentes. Comme indiqué précédemment, l'industrie a toujours trouvé des moyens innovants d'améliorer l'efficacité de matériels de manière plus rentable que prévu.

Table 9: Average per-unit costs and benefits by energy-using product and sector

Energy-using product	Sector	Unit costs	Unit energy benefits	Unit net benefits ^a
Air compressors	Commercial	\$3,497	\$4,091	\$594
	Industrial	\$3,497	\$2,758	-\$738
Faucets	Residential	\$0	\$275	\$275
	Commercial	\$0	\$31	\$31
Line voltage thermostats	Residential	\$26	\$447	\$421
Pool pumps	Residential	\$393	\$2,424	\$2,031
	Commercial	\$427	\$6,440	\$6,013
Showerheads	Residential	\$0	\$292	\$292
	Commercial	\$0	\$145	\$145
Room air conditioners	Residential	\$61	\$104	\$42
	Commercial	\$61	\$96	\$34
Large air conditioners	Commercial	\$2,964	\$3,390	\$426
Split system central air conditioners	Commercial	\$437	\$348	-\$89
Portable air conditioners	Residential	\$73	\$103	\$31
	Commercial	\$73	\$107	\$34
Large heat pumps	Commercial	\$3,218	\$3,996	\$778
Split system central heat pumps	Commercial	\$396	\$1,645	\$1,249

Energy-using product	Sector	Unit costs	Unit energy benefits	Unit net benefits ^a
Electric water heaters	Residential	\$252	\$834	\$582
General service lamps	Residential	\$4	\$17	\$20
	Commercial	\$4	\$14	\$17

^a For all products, net benefits include energy savings and GHG emission reductions, except for GSLs where benefits also include technological savings due to the longer life of efficient products. Additional GSLs life adds benefits per unit of \$6.79 in the residential sector and \$7.35 in the commercial sector.

Tableau 9 : Coûts et avantages moyens par unité, par matériel consommateur d'énergie et par secteur

Matériel consommateur d'énergie	Secteur	Coûts unitaires	Avantages énergétiques unitaires	Avantages nets unitaires ^a
Compresseurs d'air	Commercial	3 497 \$	4 091 \$	594 \$
	Industriel	3 497 \$	2 758 \$	-738 \$
Robinets	Résidentiel	0 \$	275 \$	275 \$
	Commercial	0 \$	31 \$	31 \$
Thermostats à tension de secteur	Résidentiel	26 \$	447 \$	421 \$
Pompes de piscine	Résidentiel	393 \$	2 424 \$	2 031 \$
	Commercial	427 \$	6 440 \$	6 013 \$
Pommes de douche	Résidentiel	0 \$	292 \$	292 \$
	Commercial	0 \$	145 \$	145 \$
Climatiseurs individuels	Résidentiel	61 \$	104 \$	42 \$
	Commercial	61 \$	96 \$	34 \$
Climatiseurs de grande puissance	Commercial	2 964 \$	3 390 \$	426 \$
Climatiseurs centraux bibloc	Commercial	437 \$	348 \$	-89 \$
Climatiseurs portatifs	Résidentiel	73 \$	103 \$	31 \$
	Commercial	73 \$	107 \$	34 \$
Thermopompes de grande puissance	Commercial	3 218 \$	3 996 \$	778 \$
Thermopompes centrales bibloc	Commercial	396 \$	1 645 \$	1 249 \$
Chaudières électriques	Résidentiel	252 \$	834 \$	582 \$
Lampes standard	Résidentiel	4 \$	17 \$	20 \$
	Commercial	4 \$	14 \$	17 \$

^a Pour tous les matériels, les avantages nets comprennent les économies d'énergie et les réductions d'émissions de GES, à l'exception des lampes standard pour lesquelles les avantages comprennent également les économies technologiques dues à la durée de vie plus longue des matériels efficaces. La durée supplémentaire des lampes standard ajoute des avantages par unité de 6,79 \$ dans le secteur résidentiel et de 7,35 \$ dans le secteur commercial.

Small business lens

Based on data from Statistics Canada and the Canadian Importers Database for the number of manufacturers and importers related to specific products, the Treasury Board Secretariat's Regulatory Cost Calculator indicates that 1 218 small businesses may be impacted by the Amendment. Therefore, the Amendment would increase

Lentille des petites entreprises

Selon des données de Statistique Canada et de la base de données des importateurs canadiens concernant le nombre de fabricants et d'importateurs liés à des matériels spécifiques, le calculateur des coûts de la réglementation du Secrétariat du Conseil du Trésor indique que 1 218 petites entreprises pourraient être touchées par

the administrative burden and compliance costs for small businesses, in annualized average, by a total of \$1,023,528 or about \$840 per small business. A summary of the estimated impacts on small businesses are presented in Table 10. Numbers in the table were calculated using the Treasury Board Secretariat’s Regulatory Cost Calculator.

The products covered by the Amendment are mostly manufactured outside of Canada by multinational companies. Only a few Canadian manufacturers have been identified by the market studies used for this Amendment to be producing some of the products, but they are generally not small businesses or are not subject to federal regulations as they do not import their products into Canada or ship them from one province to another for the purpose of sale or lease. An exception is for line voltage thermostats, which have manufacturers located in Canada and selling products across provinces.

Also, there are many small businesses that import energy-using products in the country, but the majority of the businesses that import some of the products included in the Amendment are not expected to be significantly impacted financially, given that it would still be possible for them to import products that meet or exceed the energy efficiency standards and Canadians would still look for them when needing to replace their products. This Amendment would ensure that more efficient products are imported and sold to Canadians and no flexibility for small businesses is proposed.

Small business lens summary

Number of small businesses impacted: 1 218
 Number of years: 26 (2025–2050)
 Price year: 2022
 Present value base year: 2024
 Discount rate: 2%

Table 10: Total compliance and administrative costs to small businesses

Totals	Annualized value	Present value
Compliance costs	\$937,639	\$18,866,267
Administrative costs	\$85,889	\$1,728,182
Total cost (all impacted small businesses)	\$1,023,528	\$20,594,449
Cost per impacted small business	\$840	\$16,908

cette modification. Par conséquent, cette modification augmenterait le fardeau administratif et les coûts de mise en conformité pour les petites entreprises, en moyenne annualisée, d’un total de 1 023 528 \$, soit environ 840 \$ par petite entreprise. Une synthèse des impacts estimés sur les petites entreprises est présentée au tableau 10. Les chiffres du tableau ont été calculés à l’aide du calculateur des coûts de la réglementation du Secrétariat du Conseil du Trésor.

Les matériels couverts par cette modification sont principalement fabriqués à l’étranger par des entreprises multinationales. Seules quelques entreprises canadiennes ont été relevées par les études de marché utilisées pour cette modification comme produisant certains des matériels, mais il ne s’agit généralement pas de petites entreprises, ou elles ne sont pas soumises aux réglementations fédérales, car elles n’importent pas leurs matériels au Canada, ou ne les expédient pas d’une province à l’autre dans le but de les vendre ou de les louer. Une exception concerne les thermostats à tension de secteur dont les fabricants sont établis au Canada et vendent leurs matériels d’une province à l’autre.

En outre, de nombreuses petites entreprises importent des matériels consommateurs d’énergie dans le pays. Toutefois, la majorité des entreprises qui importent certains des matériels visés par cette modification ne devraient pas subir d’impact financier significatif, étant donné qu’il leur serait toujours possible d’importer des matériels respectant ou dépassant les normes d’efficacité énergétique et que les Canadiennes et Canadiens continueraient à se tourner vers elles pour remplacer leurs matériels. Cette modification garantirait que des matériels plus efficaces seront importés et vendus à la population canadienne et aucune flexibilité n’est proposée pour les petites entreprises.

Résumé de la lentille des petites entreprises

Nombre de petites entreprises touchées : 1 218
 Nombre d’années : 26 (2025 à 2050)
 Année du prix : 2022
 Année de référence de la valeur actualisée : 2024
 Taux d’actualisation : 2 %

Tableau 10 : Coût total de la mise en conformité et des frais administratifs pour les petites entreprises

Totaux	Valeur annualisée	Valeur actualisée
Coûts de mise en conformité	937 639 \$	18 866 267 \$
Coûts administratifs	85 889 \$	1 728 182 \$
Coût total (toutes les petites entreprises touchées)	1 023 528 \$	20 594 449 \$
Coût par petite entreprise touchée	840 \$	16 908 \$

Small businesses and other businesses that are expected to assume incremental costs have been engaged in the pre-consultation and through targeted emails to manufacturers, importers and industry associations, among others. No compliance issues associated with small businesses were raised about the Amendment during this engagement.

One-for-one rule

Number of total businesses impacted: 3 369

Number of years: 10 (2025–2034)

Price year: 2012

Present value base year: 2012

Discount rate: 7%

Table 11: Administrative costs to all businesses

Totals	Annualized value	Annualized values per business
Familiarization with the Amendment	\$7,830	\$2
Submitting energy efficiency reports	\$40,288	\$12
Submitting import reports	\$15,362	\$5
Total administrative costs (all impacted businesses)	\$63,480	\$19

Overall, the Amendment is considered an “in” under the one-for-one rule. It would increase the administrative burden, in annualized average, by approximately \$63,480 administrative costs to industry, or \$19 per business (all businesses). These numbers were calculated using the Treasury Board Secretariat’s Regulatory Cost Calculator, which present annualized values discounted to 2012, using a 7% discount rate, over 10 years (2025–2034), in 2012 dollars. (To understand how these numbers compare to those presented in the cost-benefit analysis, see Note b in Table 3. For more details about the estimation, see the cost-benefit analysis report.)

No comments were received from stakeholders on the impacts of the Amendment on administrative burden.

Familiarization with the Amendment

Familiarization with new or updated requirements in the Regulations is a one-time incremental administrative function that would apply to regulated parties of all products subject to the Amendment. The task involves reviewing and understanding the new and updated

Des petites entreprises et d’autres entreprises qui devraient assumer des coûts supplémentaires ont participé à la consultation préalable et ont reçu des courriels ciblés adressés aux fabricants, aux importateurs et aux associations sectorielles, entre autres. Aucun problème de conformité lié aux petites entreprises n’a été soulevé au sujet de cette modification au cours de cette mobilisation.

Règle du « un pour un »

Nombre total d’entreprises touchées : 3 369

Nombre d’années : 10 (2025 à 2034)

Année du prix : 2012

Année de référence de la valeur actualisée : 2012

Taux d’actualisation : 7 %

Tableau 11 : Coûts administratifs pour toutes les entreprises

Totaux	Valeur annualisée	Valeurs annualisées par entreprise
Familiarisation avec la modification	7 830 \$	2 \$
Soumission de rapports sur l’efficacité énergétique	40 288 \$	12 \$
Soumission de rapports d’importation	15 362 \$	5 \$
Total des coûts d’administration (toutes les entreprises touchées)	63 480 \$	19 \$

Dans l’ensemble, cette modification est considérée comme un « ajout » en vertu de la règle du « un pour un ». Elle augmenterait le fardeau administratif, en moyenne annualisée, d’environ 63 480 \$ en coûts administratifs pour l’industrie, ou 19 \$ par entreprise (toutes les entreprises). Ces chiffres ont été calculés à l’aide du Calculateur des coûts de la réglementation du Secrétariat du Conseil du Trésor, qui présente les valeurs annualisées actualisées jusqu’en 2012, en utilisant un taux d’actualisation de 7 %, sur 10 ans (2025 à 2034), en dollars de 2012. (Pour comprendre comment ces chiffres se comparent à ceux présentés dans l’analyse des coûts-avantages, voir la note b du tableau 3. Pour de plus amples détails sur l’estimation, voir le rapport d’analyse des coûts-avantages).

Aucun commentaire n’a été reçu des parties prenantes concernant l’impact de la modification sur le fardeau administratif.

Familiarisation avec la modification

La familiarisation avec les exigences nouvelles ou actualisées du règlement est une fonction administrative supplémentaire unique qui s’appliquerait aux parties réglementées de tous les matériels soumis à cette modification. La tâche consiste à examiner et à comprendre les exigences

regulatory requirements of the specific products. It is assumed that this task would be performed upon publication of the Amendment. It would take about two hours to perform by someone specialized in middle management, with a wage rate of approximately \$57 (in 2012 dollars) per hour.¹⁶ The total number regulated parties that would be impacted by this task is estimated at 1 330.

Overall, the incremental administrative familiarization costs to all businesses are estimated to \$7,830 (in 2012 dollars) in annualized average over a 10-year period (2025–2034), discounted to 2012.

Submitting energy efficiency reports

The Amendment would introduce an administrative burden associated with the provision of information that is required before an energy-using product is imported or shipped across provinces and territories. The added burden applies to products that have reporting elements that differ from reporting requirements already in place in other jurisdictions.

For all newly regulated products, including the newly regulated lamps under the new GSLs scope, an energy efficiency report would be required for the first time, and was accounted as a one-time administrative function to create the report template. For line voltage thermostats and central heat pumps, ongoing administrative burden was accounted to submit new required information.

To estimate the time required to input the energy performance data into the report, NRCan relied on a U.S. DOE assessment of the time it takes to populate a similar report in a similar context — information is readily available and must simply be entered into the proper place in the report. The U.S. DOE estimated that it took approximately 22 seconds per data element to populate this report.¹⁷ To account for minor differences between the complexities of the data elements in Canada's reports and those that were the subject of the U.S. DOE analysis, NRCan estimates that it would take 36 seconds (0.01 hours) per data element. These activities would be undertaken by administrative support with a wage rate of approximately \$30 (in 2012 dollars) per hour. The total number of regulated

réglementaires nouvelles et actualisées des matériels particuliers. On suppose que cette tâche sera effectuée lors de la publication de la modification. Elle prendra environ deux heures à une personne spécialisée en gestion intermédiaire, avec un taux de salaire d'environ 57 \$ (dollars de 2012) de l'heure¹⁶. Le nombre total de parties réglementées qui seraient concernées par cette tâche est estimé à 1 330.

Dans l'ensemble, les coûts administratifs supplémentaires de familiarisation pour toutes les entreprises sont estimés à 7 830 \$ (dollars de 2012) en moyenne annualisée sur une période de 10 ans (2025 à 2034), actualisés à 2012.

Soumission de rapports sur l'efficacité énergétique

Cette modification introduirait un fardeau administratif lié aux renseignements devant être communiqués avant qu'un matériel consommateur d'énergie ne soit importé ou expédié d'une province ou d'un territoire à l'autre. Le fardeau accru s'applique aux matériels dont les éléments de déclaration diffèrent des exigences de déclaration déjà en vigueur dans d'autres instances.

Pour tous les matériels nouvellement réglementés, y compris les lampes nouvellement réglementées dans le cadre du nouveau champ d'application des lampes standard, un rapport sur l'efficacité énergétique serait exigé pour la première fois; il a été comptabilisé comme une fonction administrative ponctuelle pour créer le modèle de rapport. Pour les thermostats à tension de secteur et les thermopompes centrales, le fardeau administratif permanent a été comptabilisé pour la soumission des nouveaux renseignements nécessaires.

Pour estimer le temps nécessaire à la saisie des données sur le rendement énergétique dans le rapport, RNCan s'est appuyé sur une évaluation du DOE des États-Unis concernant le temps nécessaire pour remplir un rapport similaire dans un contexte similaire; les renseignements sont facilement disponibles et doivent simplement être saisis à l'endroit approprié dans le rapport. Le DOE des États-Unis a estimé qu'il fallait environ 22 secondes par élément de données pour remplir ce rapport¹⁷. Pour tenir compte des différences mineures entre la complexité des éléments de données figurant dans les rapports du Canada et ceux qui ont fait l'objet de l'analyse du DOE des États-Unis, RNCan estime qu'il faudrait 36 secondes (0,01 heure) par élément de donnée. Ces activités seraient assurées par un

¹⁶ Wage rates used in the one-for-one rule are 2021 data from Statistics Canada Table 14-10-0307-01, entitled Employee wages by occupation, annual. Values are provided in the Treasury Board Secretariat's Regulatory Cost Calculator.

¹⁷ In the report entitled [Energy Conservation Program: Certification and Enforcement-Import Data Collection](#), the U.S. DOE estimates an annual burden of 0.03 hours (108 seconds) per basic model by the submitter to obtain and enter the 5 data elements required, which represents approximately 22 seconds per data element.

¹⁶ Les taux salariaux utilisés dans la règle du « un pour un » sont des données de 2021 tirées du tableau 14-10-0307-01 de Statistique Canada, intitulé Salaires des employés selon la profession, données annuelles. Les valeurs sont fournies dans le Calculateur des coûts de la réglementation du Secrétariat du Conseil du Trésor.

¹⁷ Dans le rapport intitulé [Energy Conservation Program: Certification and Enforcement-Import Data Collection](#), le DOE des États-Unis estime à 0,03 heure (108 secondes) par modèle de base le fardeau annuel que représente pour l'auteur de la demande l'obtention et la saisie des 5 éléments de donnée requis; ce qui représente environ 22 secondes par élément de donnée.

parties that would be impacted by this task is estimated at 1 260.

Overall, the incremental reporting costs to all businesses are estimated to \$40,288 (in 2012 dollars) in annualized average over a 10-year period (2025–2034), discounted to 2012.

Submitting import reports

The Amendment would introduce an administrative burden associated with the submission of import reports to the Canada Border Services Agency (see [Introduction to the Regulations](#)) that include specific information regarding the products.

Ongoing added burden would apply to the five newly regulated products, as well as all the newly regulated GSLs.

Based on annual shipment data, including the average number of shipment units per order, the average number of orders per year are estimated per importers. Therefore, it is assumed that this task would be performed once a month per importer for the newly regulated products, and 10 times per month for importers of the newly regulated GSLs, from the day compliance with the new requirements would become mandatory.

Using the same reporting assumption as for the energy efficiency reports, it is assumed that the task would take about 36 seconds (0.01 hour) to perform by data element by someone in administrative and financial supervisors and administrative occupations, with a wage rate of approximately \$37 (in 2012 dollars) per hour. The total number of regulated parties that would be impacted by this task is estimated at 1 786.

Overall, the incremental import reporting costs to all businesses are estimated to \$15,362 (in 2012 dollars) in annualized average over a 10-year period (2025–2034), discounted to 2012.

Regulatory cooperation and alignment

Amendments to the Regulations are developed in line with previous regulatory cooperation efforts made to address or avoid unnecessary regulatory differences within Canada and within North America, and as per current international agreements:

- NRCan cooperates with provincial and territorial governments to position Canada as a global leader in efforts to improve the energy efficiency of equipment used in the building sector. Informal discussions through existing channels and formal processes under the Regulatory Reconciliation and Cooperation

personnel administratif rémunéré à un taux horaire d'environ 30 \$ (dollars de 2012). Le nombre total de parties réglementées qui seraient concernées par cette tâche est estimé à 1 260.

Globalement, les coûts supplémentaires de déclaration pour toutes les entreprises sont estimés à 40 288 \$ (dollars de 2012) en moyenne annualisée sur une période de 10 ans (2025 à 2034), actualisés à 2012.

Soumission de rapports d'importation

Cette modification entraînerait un fardeau administratif lié à la soumission à l'Agence des services frontaliers du Canada (voir [l'introduction au Règlement](#)) de rapports d'importation présentant des renseignements propres aux matériels.

Le fardeau supplémentaire permanent s'appliquerait aux cinq matériels nouvellement réglementés, ainsi qu'à toutes les lampes standard nouvellement réglementées.

Selon les données relatives aux expéditions annuelles, y compris le nombre moyen d'unités d'expédition par commande, le nombre moyen de commandes par an est estimé par importateur. Il est donc supposé que cette tâche sera effectuée une fois par mois par importateur pour les matériels nouvellement réglementés, et 10 fois par mois pour les importateurs de lampes standard nouvellement réglementées, à partir du jour où la conformité aux nouvelles exigences deviendra obligatoire.

En utilisant la même hypothèse que pour les rapports sur l'efficacité énergétique, on suppose que la tâche prendrait environ 36 secondes (0,01 heure) pour effectuer chaque élément de données par une personne faisant partie des superviseurs administratifs et financiers et des professions administratives, dont le taux de salaire est d'environ 37 \$ (en dollars de 2012) l'heure. Le nombre total de parties réglementées qui seraient concernées par cette tâche est estimé à 1 786.

Globalement, les coûts supplémentaires liés à la déclaration des importations pour toutes les entreprises sont estimés à 15 362 \$ (dollars de 2012) en moyenne annualisée sur une période de 10 ans (2025 à 2034), actualisés à 2012.

Coopération et harmonisation en matière de réglementation

Les modifications au règlement sont élaborées conformément aux efforts antérieurs de coopération réglementaire visant à éliminer ou à éviter les différences réglementaires inutiles au sein du Canada et de l'Amérique du Nord, et conformément aux accords internationaux en vigueur :

- RNCan coopère avec les gouvernements provinciaux et territoriaux afin de positionner le Canada comme un chef de file mondial en matière d'efforts visant à améliorer l'efficacité énergétique des équipements utilisés dans le secteur du bâtiment. Les discussions informelles par l'entremise des canaux existants et les

Table (RCT) of the Canadian Free Trade Agreement aims to reduce and eliminate, to the extent possible, barriers to trade within Canada. At this moment, there are six provinces and no territories regulating energy-using products. When provinces regulate a product, they typically harmonize with the federal Regulations and the United States, in line with an RCT framework to cooperate when developing or modifying energy efficiency standards or testing standards; and address regulatory differences to reduce significant obstacles, if any, to trade across provincial and territorial borders.¹⁸ However, successful efforts at harmonization should not diminish the ability for each jurisdiction to make progress on their energy efficiency objectives. Maintaining harmonization between Canada and the United States also helps the harmonization within Canada.

- Amendments to the Regulations seek to foster harmonization of federal regulations where feasible and appropriate, primarily through the use of testing standards already applied by the United States, to be consistent with the objectives of the *Memorandum of Understanding between the Treasury Board of Canada Secretariat and the United States Office of Information and Regulatory Affairs Regarding the Canada–United States Regulatory Cooperation Council* signed in June 2018. In 2021, NRCan and the U.S. DOE signed the *Memorandum of Understanding Between the Department of Natural Resources of Canada and the Department of Energy of the United States of America Concerning Cooperation on Energy*, which acknowledges that both countries will collaborate on new and updated energy efficiency and testing standards.
- The Canada–United States–Mexico Agreement (CUSMA) includes provisions in support of harmonization and regulatory practice requirements across North America. Annex 12-D of Chapter 12 of CUSMA states that each party shall consider adopting energy performance standards and test procedures adopted by another party. However, CUSMA does not mandate harmonization, recognizing that successful efforts at harmonization should not diminish consumer welfare, consumer protection and national energy efficiency objectives.

processus formels dans le cadre de la Table de conciliation et de coopération en matière de réglementation (TCCR) de l'Accord de libre-échange canadien vise à éliminer, dans la mesure du possible, les obstacles au commerce à l'intérieur du Canada. À l'heure actuelle, il y a six provinces et aucun territoire qui réglementent les produits consommateurs d'énergie. Lorsque les provinces réglementent un matériel, elles s'harmonisent généralement avec les règlements fédéraux et des États-Unis, conformément à un cadre de TCCR visant à coopérer lors de l'élaboration ou de la modification de normes d'efficacité énergétique ou de normes de mise à l'essai; et pour traiter les différences réglementaires afin de réduire les obstacles significatifs, le cas échéant, au commerce entre les provinces et les territoires¹⁸. Cependant, la réussite des efforts d'harmonisation ne doit pas diminuer la capacité de chaque instance à progresser dans la réalisation de ses objectifs d'efficacité énergétique. Le maintien de l'harmonisation entre le Canada et les États-Unis favorise également l'harmonisation au sein du Canada.

- Les modifications au Règlement visent à favoriser l'harmonisation des règlements fédéraux, lorsque cela est faisable et approprié, principalement en utilisant des normes de mise à l'essai déjà appliquées par les États-Unis afin de refléter les objectifs du *Protocole d'entente entre le Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada et l'Office of Information and Regulatory Affairs des États-Unis concernant le Conseil de coopération Canada–États-Unis en matière de réglementation* signé en juin 2018. Plus récemment, en 2021, NRCan et le DOE des États-Unis ont signé le *Protocole d'entente entre le ministère des Ressources naturelles du Canada et le Département de l'Énergie des États-Unis d'Amérique concernant la collaboration en matière d'énergie*, qui reconnaît que les deux pays collaboreront à l'élaboration de normes nouvelles et actualisées en matière d'efficacité énergétique et de mise à l'essai, lorsque cela est possible et approprié.
- L'Accord Canada–États-Unis–Mexique (ACEUM) comprend des dispositions en faveur de l'harmonisation et des exigences en matière de pratiques réglementaires en Amérique du Nord. L'annexe 12-D du chapitre 12 de l'ACEUM stipule que chaque partie doit envisager d'adopter les normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai adoptées par une autre partie. L'ACEUM n'impose cependant pas l'harmonisation, reconnaissant que les efforts d'harmonisation réussis ne doivent pas diminuer le bien-être et la protection des consommateurs, ni les objectifs nationaux en matière d'efficacité énergétique.

¹⁸ This framework was in development at the time of writing this document. See [Regulatory Reconciliation AND Cooperation Table \(RCT\) Work Plan #5 \(2023\) - Approved by RCT: January 18, 2023 \(PDF\)](#) which is referenced under [Regulatory Reconciliation and Cooperation](#) as 2023 RCT Work Plan (New).

¹⁸ Ce cadre était en cours d'élaboration au moment de la rédaction du présent document. Voir le [plan de travail n° 5 \(2023\) de la table de conciliation et de coopération en matière de réglementation \(TCCR\) – Approbation par la TCCR : le 18 janvier 2023 \(PDF\)](#) qui est référencé sous la rubrique [Conciliation et coopération en matière de réglementation](#) en tant que Plan de travail 2023 de la TCCR (nouveau).

More specifically, NRCan is proposing to harmonize testing standards with the United States for all products where testing standards are considered in this Amendment and are regulated by the United States. The only exception is for central heat pumps (three-phase) where the cold climate conditions test would be mandatory in Canadian regulations to better reflect operating conditions in Canada.

Energy efficiency standards would be harmonized with the United States for all products included in this Amendment, except when (i) products are not regulated by the U.S. DOE (e.g. line voltage thermostat would adopt the CSA’s standards that have already been referenced in British Columbia and Ontario); and (ii) when the U.S. DOE standards have not been updated in a long time and would not provide significant energy savings to support the goal of net-zero emissions by 2050 (i.e. showerheads and non-metering faucets’ energy efficiency standards would be harmonized with those in the state of California).

The following table provides detailed impacts of the proposed changes on harmonization with the United States and the provinces.

Plus précisément, RNCan propose d’harmoniser les normes de mise à l’essai avec les États-Unis pour tous les matériels dont les normes de mise à l’essai sont prises en compte dans cette modification et qui sont réglementés par les États-Unis. La seule exception concerne les thermopompes centrales (triphasées) pour lesquelles la mise à l’essai en climat froid serait obligatoire dans la réglementation canadienne, afin de mieux refléter les conditions de fonctionnement au Canada.

Les normes d’efficacité énergétique seraient harmonisées avec celles des États-Unis pour tous les matériels visés par cette modification, sauf dans les cas suivants : (i) les matériels ne sont pas réglementés par le DOE des États-Unis (par exemple pour thermostats à tension de secteur, les normes de la CSA seraient adoptées, ayant déjà été référencées en Colombie-Britannique et en Ontario); (ii) les normes du DOE des États-Unis n’ont pas été mises à jour depuis longtemps et ne permettraient pas de réaliser des économies d’énergie significatives pour soutenir l’objectif de carboneutralité d’ici 2050 (par exemple les normes d’efficacité énergétique des pommes de douche et des robinets non doseurs seraient harmonisées avec celles de l’État de Californie).

Le tableau suivant détaille l’incidence des modifications proposées sur l’harmonisation avec les États-Unis et les provinces.

Table 12: Regulatory cooperation and harmonization in Canada and North America associated with the Amendment

Product	Regulatory cooperation within Canada	Regulatory cooperation in North America
Air compressors	<p>The introduction of this product in the Regulations is harmonized with Ontario and would automatically apply to New Brunswick, which is incorporating by reference all the energy-using products and efficiency standards that are prescribed in the federal Regulations, without specifying the products.</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces could either add the product or not to their regulations, when developing or modifying standards, based on their respective policy objectives.</p>	<p>Adding this product in the Regulations would create harmonization with the United States in relation to the scope of products currently regulated.</p> <p>The Amendment would harmonize the energy efficiency and testing standards with the United States by incorporating by ambulatory reference the U.S. standards.</p>
Faucets and showerheads	<p>The introduction of these products in the Regulations would automatically apply to New Brunswick, which is incorporating by reference all the energy-using products and efficiency standards that are prescribed in the federal Regulations, without specifying the products.</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces could either add the product to their regulations or choose not to, when developing or modifying standards, based on their respective policy objectives.</p>	<p>Adding these products in the Regulations would create harmonization with the United States in relation to the scope of products currently regulated.</p> <p>The Amendment would harmonize the testing standards with the United States by incorporating by ambulatory reference the U.S. CFR.</p> <p>The implementation of the Amendment would introduce some regulatory differences given that NRCan would harmonize with the more stringent water efficiency standards of California (and not those of the U.S. DOE that have not been updated in years and would not achieve significant energy savings).</p>

Product	Regulatory cooperation within Canada	Regulatory cooperation in North America
<p>Line voltage thermostats</p>	<p>The introduction of this product in the Regulations would automatically apply to New Brunswick, which is incorporating by reference all the energy-using products and efficiency standards that are prescribed in the federal Regulations, without specifying the products.</p> <p>To minimize impact on trade and burden on industry, NRCan would harmonize the testing standards with established provincial requirements (British Columbia and Ontario) by incorporating by ambulatory reference a CSA testing standard.</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces could either add the product to their regulations or choose not to, when developing or modifying standards, based on their respective policy objectives.</p>	<p>Adding this product in the Regulations would introduce some regulatory differences with the United States where the product is not regulated, mandating dealers importing in Canada or shipping inter-provincially for the purpose of sale or lease, to meet prescribed energy efficiency standards, testing standards, reporting, and verification requirements.</p> <p>This burden already exists to some extent in Canada, as British Columbia and Ontario currently mandate that products offered for sale in the provinces must adhere to the proposed energy efficiency and testing standards outlined in this Amendment.</p>
<p>Pool pumps</p>	<p>The introduction of this product in the Regulations would harmonize with Ontario requirements and would automatically apply to New Brunswick, which is incorporating by reference all the energy-using products and efficiency standards that are prescribed in the federal Regulations, without specifying the products.</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces could either add the product to their regulations or choose not to, when developing or modifying standards, based on their respective policy objectives.</p>	<p>Adding this product in the Regulations would create harmonization with the United States in relation to the scope of products currently regulated.</p> <p>The Amendment would harmonize the energy efficiency and testing standards with the United States by incorporating by ambulatory reference the U.S. standards.</p>
<p>Room air conditioners</p>	<p>The changes to the energy efficiency standards considered in this Amendment are harmonized with Ontario and would automatically apply to provinces that are incorporating by reference NRCan regulations for all products (New Brunswick) and for this specific product (Quebec).</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces would harmonize with this Amendment when developing or modifying standards.</p>	<p>The Amendment would maintain harmonization of the energy efficiency and testing standards with the United States by incorporating an NRCan technical standards document by ambulatory reference that would reproduce the U.S. testing standard as the only testing option, and the U.S. energy efficiency standards which are already harmonized with the United States.</p>
<p>Large air conditioners and large heat pumps</p>	<p>The changes to the energy efficiency standards considered in this Amendment are harmonized with Ontario and would automatically apply to provinces that are incorporating by reference NRCan regulations for all products (New Brunswick) and for this specific product (Quebec).</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces would harmonize with this Amendment when developing or modifying standards.</p>	<p>The Amendment would maintain harmonization of energy efficiency and testing standards with the United States, given that the U.S. DOE moved to Tier 2 of their two-tiered plan on January 1, 2023.</p> <p>The Amendment would also incorporate by ambulatory reference the U.S. testing standard as an alternative testing option.</p>
<p>Central air conditioners and central heat pumps (three-phase)</p>	<p>The changes to the energy efficiency standards considered in this Amendment would automatically apply to provinces that are incorporating by reference NRCan regulations for all products (New Brunswick) and for this specific product (Quebec).</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces would harmonize with this Amendment when developing or modifying standards.</p>	<p>The Amendment would maintain harmonization of energy efficiency and testing standards with the United States except for making the 15 °C (5 °F) test point mandatory (instead of optional in the United States) to better reflect operating conditions in Canada, and for using Climate Region V (instead of Climate Region IV used in the United States).</p> <p>The Amendment would incorporate by ambulatory reference the U.S. testing standard as the only testing option.</p>

Product	Regulatory cooperation within Canada	Regulatory cooperation in North America
<p>Portable air conditioners</p>	<p>The introduction of energy efficiency standards considered in this Amendment would automatically apply to New Brunswick which is incorporating by reference NRCan regulations for all products.</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces would harmonize with this Amendment when developing or modifying standards.</p>	<p>The Amendment would harmonize with the new energy efficiency standards and generally harmonize with the current EnergyGuide labelling requirements of the United States.</p>
<p>Gas furnaces</p>	<p>The removal of the fan energy rating (FER) requirement considered in this Amendment would automatically apply to New Brunswick and Ontario which are incorporating by reference NRCan regulations for all products (in the case of New Brunswick) and for specific products, including this one (in the case of Ontario).</p> <p>The other regulating provinces do not have this requirement, and therefore the removal of the FER would harmonize with the other provinces.</p>	<p>The removal of the fan energy rating (FER) would harmonize with the United States which has also removed this requirement.</p> <p>The Amendment would introduce some regulatory differences in relation to the information requested.</p>
<p>Water heaters (electric, gas-fired storage, gas-fired instantaneous, and oil-fired)</p>	<p>The changes to the energy efficiency standards considered in this Amendment would automatically apply to provinces that are incorporating by reference NRCan regulations for all products (New Brunswick), for specific products, including these ones (Ontario), and for oil-fired water heaters (Quebec).</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces would harmonize with this Amendment when developing or modifying standards.</p>	<p>The Amendment would maintain harmonization of the energy efficiency standards (generally for electric water heaters and completely for the others) and testing standards (completely for all water heaters) with the United States.</p> <p>The Amendment would incorporate by ambulatory reference the U.S. testing standard as the only testing option.</p>
<p>General service lamps</p>	<p>The changes to the scope and energy efficiency standards considered in this Amendment would automatically apply to New Brunswick which is incorporating by reference NRCan regulations for all products.</p> <p>Ontario, Québec and British Columbia have already moved ahead of NRCan with GSL regulations, which includes the 45 lumens per watt energy efficiency standard, but under a smaller scope than the U.S. DOE and this proposed Amendment. However, British Columbia also regulates a “small diameter directional lamp,” which is not under the U.S. DOE (and this Amendment) scope.</p> <p>For the other regulating provinces, it is expected that based on the RCT cooperative framework in development, provinces would harmonize with this Amendment when developing or modifying standards.</p>	<p>The Amendment would increase harmonization with the United States by harmonizing the scope of the product.</p> <p>It would also maintain harmonization with the United States by incorporating by ambulatory reference the U.S. testing standard as the only testing option, and an NRCan technical standards document that would reproduce the U.S. energy efficiency standards.</p>

Tableau 12 : Coopération et harmonisation réglementaires au Canada et en Amérique du Nord liées à la modification

Matériel	Coopération réglementaire au sein du Canada	Coopération réglementaire en Amérique du Nord
Compresseurs d'air	<p>L'introduction de ce matériel dans le règlement est harmonisée avec l'Ontario et s'appliquerait automatiquement au Nouveau-Brunswick, qui incorpore par renvoi tous les matériels consommateurs d'énergie et les normes d'efficacité désignées dans le règlement fédéral, sans préciser les matériels.</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, on s'attend à ce que, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, les provinces puissent ajouter ou non le matériel à leur réglementation, lors de l'élaboration ou de la modification de normes, en fonction de leurs objectifs politiques respectifs.</p>	<p>L'ajout de ce matériel dans le règlement permettrait une harmonisation avec les États-Unis en ce qui concerne le champ d'application des matériels actuellement réglementés.</p> <p>Cette modification harmonise les normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai avec les États-Unis par incorporation par renvoi dynamique des normes des États-Unis.</p>
Robinets et pommes de douche	<p>L'introduction de ces matériels dans le règlement s'appliquerait automatiquement au Nouveau-Brunswick, qui incorpore par renvoi tous les matériels consommateurs d'énergie et les normes d'efficacité désignées dans le règlement fédéral, sans préciser les matériels.</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, on s'attend à ce que, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, les provinces puissent ajouter ou non le matériel à leur réglementation, lors de l'élaboration ou de la modification de normes, en fonction de leurs objectifs politiques respectifs.</p>	<p>L'ajout de ces matériels dans le règlement permettrait l'harmonisation avec les États-Unis en ce qui concerne le champ d'application des matériels actuellement réglementés.</p> <p>Cette modification harmoniserait les normes de mise à l'essai avec celles des États-Unis par incorporation par renvoi dynamique du Code des règlements fédéraux (CFR) des États-Unis.</p> <p>La mise en œuvre de cette modification introduirait certaines différences réglementaires étant donné que RNCAN refléterait sur les normes plus strictes de la Californie en matière d'utilisation rationnelle de l'eau (et non celles du DOE des États-Unis qui n'ont pas été mises à jour depuis des années et qui ne permettraient pas de réaliser d'économies d'énergie significatives).</p>
Thermostats à tension de secteur	<p>L'introduction de ce matériel dans le règlement s'appliquerait automatiquement au Nouveau-Brunswick, qui incorpore par renvoi tous les matériels consommateurs d'énergie et les normes d'efficacité désignées dans le règlement fédéral, sans préciser les matériels.</p> <p>Afin de minimiser l'incidence sur le commerce et le fardeau pour l'industrie, RNCAN harmoniserait les normes de mise à l'essai avec les exigences provinciales établies (Colombie-Britannique et Ontario) par incorporation par renvoi dynamique d'une norme de mise à l'essai de la CSA.</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, on s'attend à ce que, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, les provinces puissent ajouter ou non le matériel à leur réglementation, lors de l'élaboration ou de la modification de normes, en fonction de leurs objectifs politiques respectifs.</p>	<p>L'ajout de ce matériel dans le règlement introduirait certaines différences réglementaires avec les États-Unis, où le matériel n'est pas réglementé, obligeant les fournisseurs important au Canada ou expédiant d'une province à l'autre à des fins de vente ou de location à respecter les normes d'efficacité énergétique désignées, les normes de mise à l'essai et les exigences en matière de rapports et de vérification.</p> <p>Ce fardeau existe déjà dans une certaine mesure au Canada, puisque la Colombie-Britannique et l'Ontario exigent actuellement que les matériels mis en vente dans les provinces respectent les normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai proposées dans cette modification.</p>
Pompes de piscine	<p>L'introduction de ce matériel dans le règlement s'harmoniserait avec les exigences de l'Ontario et s'appliquerait automatiquement au Nouveau-Brunswick, qui incorpore par renvoi tous les matériels consommateurs d'énergie et les normes d'efficacité désignées dans le règlement fédéral, sans préciser les matériels.</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, on s'attend à ce que, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, les provinces puissent ajouter ou non le matériel à leur réglementation, lors de l'élaboration ou de la modification de normes, en fonction de leurs objectifs politiques respectifs.</p>	<p>L'ajout de ce matériel dans le règlement permettrait une harmonisation avec les États-Unis en ce qui concerne le champ d'application des matériels actuellement réglementés.</p> <p>Cette modification harmonise les normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai avec les États-Unis par incorporation par renvoi dynamique des normes des États-Unis.</p>

Matériel	Coopération réglementaire au sein du Canada	Coopération réglementaire en Amérique du Nord
Climatiseurs individuels	<p>Les modifications des normes d'efficacité énergétique envisagées dans cette modification reflètent celles de l'Ontario et s'appliqueraient automatiquement aux provinces qui incorporent par renvoi aux règlements de RNCAN pour tous les matériels (Nouveau-Brunswick) et pour ce matériel particulier (Québec).</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, on s'attend à ce que les provinces s'harmonisent avec cette modification lors de l'élaboration ou de la modification de normes.</p>	<p>Cette modification maintiendrait l'harmonisation des normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai avec les États-Unis par incorporation par renvoi dynamique à un document de normes techniques de RNCAN qui reproduirait la norme de mise à l'essai des États-Unis comme seule option de mise à l'essai, et les normes d'efficacité énergétique des États-Unis sans modifier les normes d'efficacité énergétique déjà harmonisées avec les États-Unis.</p>
Climatiseurs de grande puissance et thermopompes de grande puissance	<p>Les modifications des normes d'efficacité énergétique envisagées dans cette modification reflètent celles de l'Ontario et s'appliqueraient automatiquement aux provinces qui incorporent par renvoi aux règlements de RNCAN pour tous les matériels (Nouveau-Brunswick) et pour ce matériel particulier (Québec).</p>	<p>Cette modification maintiendrait l'harmonisation des normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai avec les États-Unis, étant donné que le DOE des États-Unis est passé au niveau 2 de son plan à deux niveaux le 1^{er} janvier 2023.</p>
Climatiseurs de grande puissance et thermopompes de grande puissance	<p>Pour les autres provinces réglementant, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, on s'attend à ce que les provinces s'harmonisent avec cette modification lors de l'élaboration ou de la modification de normes.</p>	<p>Cette modification incorporerait également, par incorporation par renvoi dynamique, la norme de mise à l'essai des États-Unis en tant qu'autre option de mise à l'essai.</p>
Climatiseurs centraux et thermopompes centrales (triphases)	<p>Les modifications des normes d'efficacité énergétique envisagées dans cette modification s'appliqueraient automatiquement aux provinces qui incorporent par renvoi les règlements de RNCAN pour tous les matériels (Nouveau-Brunswick) et pour ce matériel particulier (Québec).</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, on s'attend à ce que les provinces s'harmonisent avec cette modification lors de l'élaboration ou de la modification de normes.</p>	<p>Cette modification maintiendrait l'harmonisation des normes d'efficacité énergétique et de mise à l'essai avec les États-Unis, à l'exception du point de mise à l'essai de 15 °C (5 °F) rendu obligatoire (au lieu de facultatif aux États-Unis) pour mieux refléter les conditions d'exploitation au Canada, et de l'utilisation de la région climatique V (au lieu de la région climatique IV utilisée aux États-Unis).</p> <p>Cette modification incorporerait par incorporation par renvoi dynamique la norme de mise à l'essai des États-Unis comme seule option de test.</p>
Climatiseurs portatifs	<p>L'introduction de normes d'efficacité énergétique envisagée dans cette modification s'appliquerait automatiquement au Nouveau-Brunswick, qui incorpore par renvoi les réglementations de RNCAN pour tous les matériels.</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, on s'attend à ce que les provinces s'harmonisent avec cette modification lors de l'élaboration ou de la modification de normes.</p>	<p>Cette modification refléterait les nouvelles normes d'efficacité énergétique et, d'une manière générale, les exigences relatives à l'étiquetage ÉnerGuide actuelles des États-Unis.</p>
Générateur d'air chaud à gaz	<p>La suppression de l'exigence relative à la cote énergétique du ventilateur (FER) envisagée dans la présente modification s'appliquerait automatiquement au Nouveau-Brunswick et à l'Ontario, qui incorporent par renvoi les règlements de RNCAN pour tous les matériels (Nouveau-Brunswick) et pour des matériels particuliers, y compris celui-ci (Ontario).</p> <p>Les autres provinces réglementant n'imposent pas cette exigence, et la suppression de la cote FER s'harmoniserait donc avec les autres provinces.</p>	<p>La suppression de la cote d'efficacité énergétique (FER) permettrait d'harmoniser la législation avec celle des États-Unis, qui ont également supprimé cette exigence.</p> <p>Cette modification introduirait certaines différences réglementaires en ce qui concerne les renseignements demandés.</p>

Matériel	Coopération réglementaire au sein du Canada	Coopération réglementaire en Amérique du Nord
<p>Chauffe-eau (électriques, à réservoir alimentés au gaz, instantanés au gaz, au mazout)</p>	<p>Les modifications des normes d'efficacité énergétique envisagées dans cette modification s'appliqueraient automatiquement aux provinces qui incorporent par renvoi les règlements de RNCan pour tous les matériels (Nouveau-Brunswick), pour des matériels particuliers, y compris ceux-ci (Ontario) et pour les chauffe-eau au mazout (Québec).</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, on s'attend à ce que les provinces s'harmonisent avec cette modification lors de l'élaboration ou de la modification de normes.</p>	<p>Cette modification maintiendrait l'harmonisation des normes d'efficacité énergétique (généralement pour les chauffe-eau électriques et complètement pour les autres) et des normes de mise à l'essai (complètement pour tous les chauffe-eau) avec les États-Unis.</p> <p>Cette modification incorporerait par incorporation par renvoi dynamique la norme de mise à l'essai des États-Unis comme seule option de test.</p>
<p>Lampes standard</p>	<p>Les modifications du champ d'application et des normes d'efficacité énergétique envisagées dans cette modification s'appliqueraient automatiquement au Nouveau-Brunswick, qui incorpore par renvoi les réglementations de RNCan pour tous les matériels.</p> <p>L'Ontario, le Québec et la Colombie-Britannique ont déjà devancé RNCan en adoptant la réglementation sur les lampes standard, qui comprend la norme d'efficacité énergétique de 45 lumens par watt, mais dans un cadre plus restreint que celui du DOE des États-Unis et de la modification proposée. Toutefois, la Colombie-Britannique réglemente également les « lampes directionnelles de petit diamètre », qui ne relèvent pas du champ d'application du DOE des États-Unis (et de la présente modification).</p> <p>Pour les autres provinces réglementant, en fonction du cadre coopératif TCCR en cours d'élaboration, on s'attend à ce que les provinces s'harmonisent avec cette modification lors de l'élaboration ou de la modification de normes.</p>	<p>Cette modification renforcerait l'harmonisation avec les États-Unis en harmonisant le champ d'application du matériel.</p> <p>Elle maintiendrait également l'harmonisation avec les États-Unis par incorporation par renvoi dynamique de la norme de mise à l'essai des États-Unis comme seule option de mise à l'essai, et à un document de normes techniques de RNCan qui reproduirait les normes d'efficacité énergétique des États-Unis.</p>

Strategic environmental assessment

In accordance with the *Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals*, a preliminary scan concluded that a strategic environmental assessment is not required.

Gender-based analysis plus

The Regulations benefit Canadians by helping to eliminate low energy efficiency products from the market. The Amendment would save money for households who would purchase more energy efficient products and pay less on their energy bills because of their lower energy consumption. In addition, energy efficient products can improve the quality of the indoor living environment, ameliorating the health of the occupants. Despite the general positive impact of the Amendment on Canadians, an assessment was conducted to determine if certain groups of the population could be disproportionately impacted due to factors like their location, socio-economic circumstances and/or identity.

Location - The sensitivity analysis presented in the CBA shows that while there are regional disparities in the savings on energy bills due to differences in energy prices,

Évaluation environnementale stratégique

Conformément à la *Directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes*, une analyse préliminaire a conclu qu'une évaluation environnementale stratégique n'était pas requise.

Analyse comparative entre les sexes plus

Le règlement profite à la population canadienne en contribuant à éliminer du marché les matériels à faible efficacité énergétique. Cette modification permettrait aux ménages d'économiser en achetant des matériels plus écoénergétiques et, par conséquent, de réduire leurs factures d'énergie grâce aux économies réalisées sur la consommation d'énergie. En outre, les matériels à haut rendement énergétique peuvent améliorer la qualité de l'environnement intérieur, et donc la santé des occupants. Malgré l'impact positif général de cette modification sur la population canadienne, une évaluation a été menée pour déterminer si certains groupes de population pouvaient être touchés de manière disproportionnée en raison de facteurs tels que leur localisation, leur situation socioéconomique et/ou leur identité.

Localisation : L'analyse de sensibilité présentée dans l'analyse de coûts-avantages montre que, même s'il existe des disparités régionales dans les économies réalisées sur

everyone benefits from this Amendment regardless of where they live in Canada. Households paying higher energy prices like in rural, northern, and remote communities that are not connected to the national electricity grid and have to rely on more expensive local energy sources,¹⁹ including a significant proportion of Indigenous households,²⁰ would disproportionately benefit from higher savings on their energy bills. In addition, remote communities in Canada are mostly located in the northern regions and typically have colder groundwater temperatures resulting a higher-than-average daily electricity consumption to heat the water. Hence, purchasing more efficient electric water heaters, faucets and showerheads would also disproportionately benefit them. Market studies suggest that the Amendment is not expected to impact product supply and should not cause significant variations to regional availability and prices. However, an internal study found that, in general, in northern and remote communities it is more difficult to purchase appliances, including shipping issues (length of time for a product to arrive) and additional transportation costs. Because of these supply issues, NRCan does not have enough information to evaluate to what extent households in these communities would perceive different benefits than Canadians in urban centres. The Department will continue to explore potential effects of the Regulations on supply issues of energy-using products, in particular on households belonging to equity-deserving groups, through research focusing on the circumstances and experiences of these groups and product-specific market studies that apply the gender-based analysis plus.

les factures d'énergie en raison des différences de prix de l'énergie, tout le monde bénéficie de cette modification, quel que soit le lieu de résidence au Canada. Les ménages qui paient des prix plus élevés pour l'énergie, comme ceux des collectivités rurales, nordiques et éloignées non connectées au réseau électrique national et devant compter sur des sources d'énergie locales plus coûteuses¹⁹, y compris une proportion importante de ménages autochtones²⁰, bénéficieraient de manière disproportionnée d'économies plus importantes sur leurs factures d'énergie. En outre, les collectivités isolées du Canada sont principalement situées dans les régions septentrionales et les températures des eaux souterraines y sont généralement plus froides; ce qui se traduit par une consommation quotidienne d'électricité plus élevée que la moyenne pour chauffer l'eau. Par conséquent, l'achat de chauffe-eau électriques, de robinets et de pommeaux de douche plus efficaces leur profiterait également de manière disproportionnée. Les études de marché suggèrent que la modification ne devrait pas avoir d'incidence sur l'approvisionnement en matériels et ne devrait pas entraîner de variations significatives de la disponibilité et des prix au niveau régional. Toutefois, une étude interne a révélé qu'en général, dans les collectivités nordiques et éloignées, il était plus difficile d'acheter des appareils, notamment en raison des problèmes d'expédition (délai d'arrivée d'un matériel) et des coûts de transport supplémentaires. En raison de ces problèmes d'approvisionnement, NRCan ne dispose pas de suffisamment de renseignements pour évaluer la mesure dans laquelle les ménages de ces collectivités percevraient des avantages différents de ceux de la population canadienne des centres urbains. Le ministère continuera à explorer les effets potentiels des règlements sur les questions d'approvisionnement en matériels consommateurs d'énergie, en particulier sur les ménages appartenant à des groupes méritant l'équité, au moyen d'une recherche axée sur les circonstances et les expériences de

¹⁹ According to NRCan's Remote Communities Energy Database most remote communities rely on diesel generators to produce electricity for heating needs. NRCan. See: [The Atlas of Canada - Remote Communities Energy Database](#).

²⁰ In 2016, 48% of Indigenous peoples lived in rural, northern, or remote communities. Calculated from (2022) Statistic Canada information: "In 2016, approximately half (52%) of Indigenous people resided in urban areas with a population of 30 000 or more". In 2016, many Indigenous people lived in rural, remote, or northern communities. For example, almost three-quarters (73%) of Inuit lived in Inuit Nunangat, where the majority of communities are accessible only by air. Many First Nations communities are located in rural and remote areas. Métis were the most likely to live in a city, with almost two-thirds (63%) living in a metropolitan area in 2016. However, they were much more likely to reside in rural areas than the non-Indigenous population. See: [Indigenous women and girls: Socioeconomic conditions in remote communities compared with more accessible areas](#).

¹⁹ Selon la base de données sur l'énergie dans les collectivités éloignées de NRCan, la plupart des collectivités éloignées utilisent des génératrices diesel pour produire l'électricité nécessaire au chauffage. NRCan. Voir : [L'Atlas du Canada – Base de données sur l'énergie des collectivités éloignées](#).

²⁰ En 2016, 48 % de la population autochtone vivaient dans des collectivités rurales, nordiques ou éloignées. Calculé à partir des renseignements de Statistique Canada (2022) : « En 2016, environ la moitié (52 %) des Autochtones vivaient dans des régions urbaines comptant au moins 30 000 habitants. » En 2016, de nombreux Autochtones vivaient dans des collectivités rurales, éloignées ou nordiques. Par exemple, près des trois quarts (73 %) des Inuits vivaient dans l'Inuit Nunangat, où la majorité des collectivités ne sont accessibles que par voie aérienne. De nombreuses collectivités des Premières Nations sont situées dans des zones rurales et éloignées. Les Métis étaient les plus susceptibles de vivre dans une ville; près des deux tiers (63 %) vivant dans une région métropolitaine en 2016. Toutefois, ils étaient beaucoup plus susceptibles de résider dans des zones rurales que la population non autochtone. Voir : [Femmes et filles autochtones : conditions socioéconomiques dans les collectivités éloignées par rapport à celles des régions plus accessibles](#).

Socio-economic situation (low income) - Given the financial restrictions they face, savings on energy bills disproportionately benefit low-income households and households experiencing energy poverty,²¹ by helping alleviate their financial situation. The money saved on energy bills can be used for other household critical needs. However, NRCan considers it possible, but unlikely, that the Amendment would increase purchase prices of more efficient products, in which case low-income households and households experiencing energy poverty could be disproportionately impacted (household spending 10% or more of their after-tax income on their dwelling energy bills are considered living in “energy poverty” or being referred to as “energy-poor”). The International Energy Agency has found that, while more efficient appliances covered by energy efficiency standards and labelling programs might sometimes be more expensive to buy when they are first introduced, the average purchase prices declined at a rate of 2–3% per year.²² Despite this evidence, NRCan’s cost-benefit analysis takes a conservative approach and assumes that incremental manufacturer costs are passed on to consumers and remain constant over the analysis

ces groupes et d’études de marché propres aux matériels qui appliquent l’analyse comparative entre les sexes plus.

Situation socioéconomique (faibles revenus) : Compte tenu des restrictions financières auxquelles ils sont confrontés, les économies réalisées sur les factures d’énergie profitent de manière disproportionnée aux ménages à faibles revenus et aux ménages en situation de précarité énergétique²¹, en contribuant à alléger leur situation financière. L’argent économisé sur les factures d’énergie peut être utilisé pour d’autres besoins essentiels du ménage. Toutefois, RNCan estime possible, mais peu probable, que cette modification entraîne une augmentation des prix d’achat des matériels plus efficaces, auquel cas les ménages à faible revenu et les ménages en situation de précarité énergétique pourraient être touchés de manière disproportionnée (les ménages qui consacrent 10 % ou plus de leur revenu après impôt aux factures d’énergie de leur logement sont considérés comme vivant en situation de « précarité énergétique »). L’Agence internationale de l’énergie a constaté que, même si les appareils plus efficaces couverts par les normes d’efficacité énergétique et les programmes d’étiquetage sont parfois plus chers à l’achat lorsqu’ils sont introduits pour la première fois, les prix d’achat moyens diminuent à un rythme de 2 à 3 %

²¹ In 2021, 10.6% of total households were considered low-income. Population groups which disproportionately have low-income levels include Indigenous peoples, women, racialized people, single-parent families, those under 30 years old and 65 years old and older, persons with disabilities, and those with a high school degree or less (including intersections of these identity factors). In particular, 31% of Indigenous-only households or 1 in 3 are below the LIM-AT threshold in comparison to 1 every seven non-Indigenous households. In 2021, 5.5% of total households experienced energy poverty. Results from an internal study conducted in 2023 on energy poverty based on 2021 Census data. Households experiencing energy poverty disproportionately include Indigenous households (significantly more households on-reserve), people retired or close to retirement (people above age 55), single-parent households, rural households, and households living in older dwellings and/or that need major repairs whether they are homeowners or renters, with a higher representation of the former. About 10% of Indigenous-only households were experiencing energy poverty in 2021. They were two times more likely to experience energy poverty relative to non-Indigenous households. Results from internal studies conducted in 2023 on energy poverty, and housing and energy affordability for Indigenous households, based on 2021 Census data. See: [Canadian Income Survey, 2021](#).

²² See [Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programs: 2021 update \(PDF\)](#). In addition, several studies covering different products have found that estimated purchase prices increase after regulating more stringent energy efficiency standards did not occur (was barely detectable) and that market prices decreased more rapidly under regulation than without. https://www.iea-4e.org/wp-content/uploads/2021/09/EESL2021_Main-Report.pdf

²¹ En 2021, 10,6 % du total des ménages étaient considérés comme à faible revenu. Les groupes de population présentant une situation disproportionnée de faible revenu sont les populations autochtones, les femmes, les personnes racisées, les familles monoparentales, les personnes âgées de moins de 30 ans ou de 65 ans et plus, les personnes handicapées et les personnes ayant un diplôme d’études secondaires ou moins (y compris les intersections de ces facteurs d’identité). En particulier, 31 % des ménages exclusivement autochtones, soit 1 sur 3, sont en dessous du seuil de la mesure de faible revenu après impôt (MFR-Apl), contre 1 sur 7 pour les ménages non autochtones. En 2021, 5,5 % de l’ensemble des ménages étaient en situation de précarité énergétique. Résultats d’une étude interne menée en 2023 sur la précarité énergétique, basée sur les données du recensement de 2021. Les ménages en situation de précarité énergétique comprennent de manière disproportionnée les ménages autochtones (nombre significativement plus élevé de ménages dans les réserves), les personnes retraitées ou proches de la retraite (personnes âgées de plus de 55 ans), les ménages monoparentaux, les ménages ruraux et les ménages vivant dans des logements anciens et/ou nécessitant des réparations importantes, qu’ils soient propriétaires ou locataires, avec une plus forte représentation des premiers. Environ 10 % des ménages exclusivement autochtones étaient en situation de précarité énergétique en 2021. Ils étaient deux fois plus susceptibles d’être confrontés à la précarité énergétique que les ménages non autochtones. Résultats d’études internes menées en 2023 sur la précarité énergétique et l’accessibilité au logement et à l’énergie pour les ménages autochtones, selon les données du recensement de 2021. Voir : [Enquête canadienne sur le revenu, 2021](#).

period.²³ If a market price increase does happen, it would disproportionately affect these households by adding financial stress in the short run and reducing their net benefit, which might lead to abstention from purchasing or product substitution for a suboptimal option whenever possible. For room air conditioners and portable air conditioners, if contrary to NRCan's expectation their market prices do increase,²⁴ household members who are vulnerable to heat-related health risks²⁵ could be further disproportionately impacted if the usage is lowered to conserve energy, if the product is substituted for a suboptimal option that has a lower up-front cost, like a fan, or they abstain from purchasing. In particular, households living in poorer quality housing, which could be a consequence of their dwellings being built inefficiently, living in older homes, or living in homes needing repairs, tend to spend a larger portion of their income on energy and on make it habitable, limiting the opportunity to spend on energy efficient products. Nevertheless, based on existing evidence, increases in product prices are unlikely to happen as a consequence of Amendment 18, and if they do occur, they are not expected to persist. Instead, prices are expected to decline in the longer term.

par an²². Malgré cette donnée, l'analyse coûts-avantages de RNCan adopte une approche conservatrice et suppose que les coûts différentiels des fabricants sont répercutés sur les consommateurs et restent constants au cours de la période d'analyse²³. En cas d'augmentation de la valeur marchande, elle toucherait ces ménages de manière disproportionnée en augmentant le stress financier à court terme et en réduisant leur bénéfice net; ce qui pourrait les amener à s'abstenir d'acheter ou à remplacer le matériel par une option sous-optimale chaque fois que cela est possible. En ce qui concerne les climatiseurs individuels et les climatiseurs portatifs, si, contrairement aux prévisions de RNCan, leur prix de marché augmentait²⁴, les membres du ménage vulnérables aux risques pour la santé liés à la chaleur²⁵ pourraient être touchés de façon disproportionnée en cas d'utilisation réduite pour économiser l'énergie, si le matériel était remplacé par une option sous-optimale de coût initial inférieur, comme un ventilateur, ou en s'abstenant d'acheter le matériel. En particulier, les ménages vivant dans des logements de moins bonne qualité (ce qui peut être la conséquence d'une construction inefficace, de logements plus anciens ou de logements nécessitant des réparations) ont tendance à dépenser une plus grande part de leur revenu pour l'énergie et pour rendre leur logement habitable; ce qui limite la possibilité de dépenser pour

²³ The retail price may increase to the extent manufacturers pass on to consumers the incremental cost of producing more energy efficient models for electric water heaters (20%–30%, larger increase for bigger tank size), portable air conditioners (5–15%), room air conditioners (2–25%), and pool pumps (30–140%, larger increase for the larger pool size). Incremental cost estimates are ranges calculated from the CBA analysis. However, given that there are several other factors that affect the retail price of a product such as quality, style and appearance, brand name, advertising and market awareness, market competition, secondary services, and retail margins, it is very difficult to estimate how incremental cost resulting from regulations would have an effect, if any, on the market price. See [Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programs: 2021 update \(PDF\)](#).

²⁴ Retail price increases for portable air conditioners are considered not likely since an analysis of the 2021–22 market found that it appears to be no price correlation between cost and efficiency level. A 2023 market study found that room air conditioners prices trended downward or stayed relatively stable depending on model capacity during the 2010s, a period of time that included the introduction of more stringent efficiency regulations.

²⁵ Groups at higher health risk from heat include seniors, people with chronic illness or who are physically impaired, and newcomers and other groups with cultural differences and/or language and literacy barriers. See [Communicating the Health Risks of Extreme Heat Events](#).

²² Voir [Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programs: 2021 update \(PDF\)](#). En outre, plusieurs études portant sur différents produits ont montré que l'augmentation estimée des prix d'achat après l'adoption de normes d'efficacité énergétique plus strictes n'avait pas eu lieu (était à peine détectable) et que les prix du marché avaient diminué plus rapidement en cas de réglementation qu'en l'absence de réglementation. https://www.iea-4e.org/wp-content/uploads/2021/09/EESL2021_Main-Report.pdf

²³ Le prix de détail peut augmenter dans la mesure où les fabricants répercutent sur les consommateurs le coût différentiel de la production de modèles de chauffe-eau électriques plus éco-énergétiques (20 à 30 %, augmentation plus importante pour les réservoirs plus grands), de climatiseurs portatifs (5 à 15 %), de climatiseurs individuels (2 à 25 %) et de pompes de piscine (30 à 140 %, augmentation plus importante pour les piscines de plus grande taille). Les estimations des coûts différentiels sont des fourchettes calculées à partir de l'analyse coûts/bénéfices. Toutefois, étant donné que plusieurs autres facteurs influent sur le prix de détail d'un produit, tels que la qualité, le style et l'apparence, la marque, la publicité et la connaissance du marché, la concurrence sur le marché, les services secondaires et les marges de détail, il est très difficile d'estimer l'effet éventuel des coûts supplémentaires résultant de la réglementation sur le prix du marché. Voir [Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programs: 2021 update \(PDF\)](#).

²⁴ Les augmentations de prix de détail pour les climatiseurs portatifs sont considérées comme peu probables, car une analyse du marché de 2021–2022 a montré qu'il ne semblait pas y avoir de corrélation de prix entre le coût et le niveau d'efficacité. Une étude de marché réalisée en 2023 a révélé que les prix des climatiseurs individuels avaient eu tendance à baisser ou étaient restés relativement stables en fonction de la capacité du modèle au cours des années 2010; période qui comprenait l'introduction de réglementations plus strictes en matière d'efficacité.

²⁵ Les groupes les plus exposés à la chaleur sont les personnes âgées, les personnes souffrant d'une maladie chronique ou d'un handicap physique, les nouveaux arrivants et d'autres groupes présentant des différences culturelles et/ou des barrières linguistiques et d'alphabétisation. Voir [Communiquer les risques des périodes de chaleur accablante pour la santé](#).

Socio-economic situation (renters) – When landlords have to replace products in renters’ dwellings with more energy efficient models, renters who pay their energy bills could disproportionately benefit from energy savings if and to the extent landlords pass on the energy savings by not increasing rental fees. On the other hand, renters whose utility costs are included in their rent may not benefit from lower energy consumption when the landlord purchases more energy-efficient products if they do not pass on these energy cost savings to tenants in the form of lower rent.²⁶ On the other hand, homeowners, who have the capacity modify their dwellings, have more flexibility in deciding when to purchase energy efficient products and can start benefiting from more efficient products before renters. In this respect, they are considered to be in a better position to benefit from the Amendment based on an internal study conducted in 2021 on intersectional gender-based issues in Canada’s energy efficiency sector.

Socio-economic situation (household size) - In general, since energy savings are determined by the household’s usage of a product, those households who use a product more frequently or for more hours would also have more energy savings relatively to those who don’t. For example, for some products such as water heaters, large-family households would save more money on energy bills relative to smaller households who use less hot water and therefore would not save as much.

²⁶ Renters where about 33% in 2021. Statistics Canada (2022): To buy or to rent: The housing market continues to be reshaped by several factors as Canadians search for an affordable place to call home. See: [To buy or to rent: The housing market continues to be reshaped by several factors as Canadians search for an affordable place to call home.](#)

Renters disproportionately include low-income households, energy – poor households, Indigenous households, racialized households, single-parent families, young age groups (under 30 years old), and households where the higher level of education members is high school or lower. In particular, Indigenous-only households are 60% more likely to be renters relative to non-Indigenous households. Low income households are considered those below the Statistics Canada indicator of [Directory, Census of Population, of 2016, Low-income measure, after tax \(LIM-AT\)](#) and households experiencing energy poverty those who spent 10% or more of the household after-tax income on dwelling energy bills.

des matériels présentant une efficacité énergétique supérieure. Néanmoins, sur la base des données existantes, il est peu probable que la modification 18 entraîne une augmentation des prix des matériels et, si elle se produit, elle ne devrait pas durer. Au contraire, on s’attend à ce que les prix diminuent à long terme.

Situation socioéconomique (locataires) : Lorsque les propriétaires doivent remplacer les matériels des logements des locataires par des modèles plus efficaces sur le plan énergétique, les locataires qui paient leurs factures d’énergie pourraient bénéficier de manière disproportionnée d’économies d’énergie si, et dans la mesure où, les propriétaires répercutent les économies d’énergie en n’augmentant pas les frais de location. D’autre part, les locataires dont les coûts des services publics sont inclus dans leur loyer peuvent ne pas bénéficier d’une réduction de la consommation d’énergie lorsque le propriétaire achète des matériels plus efficaces sur le plan énergétique sans répercuter ces économies d’énergie sur les locataires sous la forme d’une baisse de loyer²⁶. D’autre part, les propriétaires, qui ont la possibilité de modifier leur logement, disposent d’une plus grande souplesse pour décider du moment où ils achèteront des matériels économes en énergie et peuvent commencer à bénéficier de matériels plus efficaces avant les locataires. À cet égard, ils sont considérés comme étant mieux placés pour bénéficier de cette modification, selon une étude interne menée en 2021 sur les questions intersectionnelles liées au genre dans le secteur de l’efficacité énergétique au Canada.

Situation socioéconomique (taille du ménage) : En général, comme les économies d’énergie sont déterminées par l’utilisation d’un matériel par le ménage, les ménages qui utilisent un matériel plus fréquemment ou pendant plus d’heures devraient également réaliser plus d’économies d’énergie que ceux qui ne l’utilisent pas. Par exemple, pour certains matériels, tels que les chauffe-eau, les ménages à grande famille économiseraient plus sur leurs factures d’énergie que les ménages plus réduits qui utilisent moins d’eau chaude et n’économiseraient donc pas autant.

²⁶ Les locataires représentaient environ 33 % en 2021. Statistique Canada (2022) : Acheter ou louer : le marché du logement continue d’être transformé par plusieurs facteurs alors que les Canadiens sont à la recherche d’un chez-soi abordable. Voir : [Acheter ou louer : le marché du logement continue d’être transformé par plusieurs facteurs alors que les Canadiens sont à la recherche d’un chez-soi abordable.](#)

Les locataires comprennent de manière disproportionnée des ménages à faible revenu, des ménages à faible consommation d’énergie, des ménages autochtones, des ménages racisés, des familles monoparentales, des groupes d’âge jeunes (moins de 30 ans) et des ménages dont le niveau d’éducation le plus élevé est le lycée ou un niveau inférieur. En particulier, les ménages exclusivement autochtones sont 60 % plus susceptibles d’être locataires que les ménages non autochtones. Les ménages à faible revenu sont ceux qui se situent en dessous de l’indicateur de la [Mesure de faible revenu après impôt \(MFR-ApI\) Dictionnaire, Recensement de la population, 2016](#) de Statistique Canada, et les ménages en situation de précarité énergétique sont ceux consacrant 10 % ou plus du revenu après impôt du ménage aux factures d’énergie du logement.

Identity (persons with disabilities) - For most products in Amendment 18, changes to the energy efficiency requirements are not expected to modify product design changing the user experience and therefore, disproportional effects, positive or negative, are not expected for persons with mental and/or physical disabilities. More efficient room air conditioners can be heavier or larger, which could make installation more challenging according to an internal market study conducted in 2023 on room air conditioners. NRCan could not assess whether or not this could have a disproportional effect on people with disabilities. The Amendment would also cause the replacement of mechanical line voltage thermostats by electronic units, which have different functionality features. NRCan could not determine whether the change in the user feature from a dial button in mechanical line voltage thermostats to a digital screen (with buttons) in electronic units would result in a positive or negative impact, if any. NRCan will continue exploring the potential impacts of the Amendment on persons with disabilities.

Other equity-deserving population groups that were considered but for which no potential disproportional impacts specific to them (different from intersecting with the factors discussed above) were identified due to limited or no available information were women and non-binary gender identity, 2SLGBTQIA+, racialized groups, ethnicity, and single-parent families.

This analysis was informed by

- Product-specific market studies conducted for the Amendment by third-party consultants who were requested to identify any disproportionate impacts from increasing energy efficiency standards on households from selected equity-deserving groups.
- The sensitivity analysis presented in this document for the impact on people living in low/high regional costs.
- An internal analysis of the 2019 Survey of Household Energy Use found under the [National Energy Use Database \(NEUD\) Databases](#).
- An internal study on intersectional gender-based issues in Canada's energy efficiency sector (2021).
- Housing and energy affordability for Indigenous households using data from the 2021 Census.

Through the pre-consultation, stakeholders were asked to comment on the potential implications for any subset of the population, including gender-based analysis plus and

Identité (personnes handicapées) : Pour la plupart des matériels visés par la modification 18, les modifications des exigences en matière d'efficacité énergétique ne devraient pas modifier la conception du matériel ni l'expérience de l'utilisateur; par conséquent, des effets disproportionnés, positifs ou négatifs, ne sont pas attendus pour les personnes souffrant d'un handicap mental et/ou physique. Selon une étude de marché interne réalisée en 2023 sur les climatiseurs individuels, les climatiseurs individuels plus efficaces peuvent être plus lourds ou plus grands, ce qui peut rendre leur installation plus difficile. RNCan n'a pas été en mesure d'évaluer si cela pouvait avoir un effet disproportionné sur les personnes handicapées. Cette modification entraînerait également le remplacement des thermostats mécaniques à tension de secteur par des unités électroniques dont les fonctionnalités sont différentes. RNCan n'a pas pu déterminer si le passage d'un bouton gradué sur les thermostats mécaniques à tension de secteur à un écran numérique (avec boutons) sur les unités électroniques aurait un impact positif ou négatif, le cas échéant. RNCan continuera d'étudier les incidences potentielles de cette modification sur les personnes handicapées.

D'autres groupes de population méritant l'équité ont été pris en considération, mais aucun impact disproportionné potentiel qui leur soit propre (différent de l'intersection avec les facteurs examinés ci-dessus) n'a été relevé en raison de l'insuffisance ou de l'absence d'informations disponibles. Il s'agit des femmes et de l'identité de genre non binaire, des personnes 2ELGBTQIA+, des groupes racisés, des groupes ethniques et des familles monoparentales.

Cette analyse s'est appuyée sur :

- des études de marché portant sur des matériels particuliers, réalisées pour cette modification par des consultants tiers chargés de relever tout impact disproportionné du renforcement des normes d'efficacité énergétique sur les ménages appartenant à certains groupes méritant l'équité;
- l'analyse de sensibilité présentée dans le présent document pour l'impact sur les personnes vivant dans des régions à coûts faibles/élevés;
- une analyse interne de l'enquête 2019 sur l'utilisation de l'énergie par les ménages, dans le cadre des [bases de données de la Base de données nationale sur la consommation d'énergie \(BNCÉ\)](#);
- une étude interne sur les questions intersectionnelles liées au genre dans le secteur de l'efficacité énergétique au Canada (2021);
- l'abordabilité du logement et de l'énergie pour les ménages autochtones à l'aide des données du recensement de 2021.

Dans le cadre de la consultation préalable, les parties prenantes ont été invitées à commenter les répercussions potentielles pour tout sous-ensemble de la population, y

indigenous considerations. No issues were raised associated with any of these groups.

If you have been negatively impacted by a previous amendment or believe you would be negatively impacted by the proposed changes in the Amendment, please contact us to share your experience.

Implementation, compliance and enforcement, and service standards

Coming into force

The Amendment would come into force six months after the date of publication in the *Canada Gazette*, Part II, except for specific products which would come into force on the day on which they are published in the *Canada Gazette*, Part II. For these specific products, transitional provisions are proposed.

Transitional provisions

Central air conditioners, central heat pumps and gas furnaces

To allow regulated parties to comply with either the new requirements included in this Amendment, or the former Regulations (i.e. the Regulations as they read immediately before the day on which the Amendment is published in the *Canada Gazette*, Part II). The transitional provision of six months would apply to the following energy-using products:

- (a) Single package central air conditioners
- (b) Split system central air conditioners
- (c) Single package central heat pumps
- (d) Split system central heat pumps
- (e) Gas furnaces

Electric water heaters

For electric water heaters, a transitional provision would be proposed where regulated parties would have the option to comply with the new requirements included in this Amendment or the former Regulations for a product manufactured on or after January 1, 2025, and before January 1, 2027.

compris l'analyse comparative entre les sexes plus et les considérations autochtones. Aucune question n'a été soulevée concernant l'un ou l'autre de ces groupes.

Si vous avez été touché négativement par une modification antérieure ou si vous pensez que vous le serez du fait des changements proposés dans cette modification, veuillez nous contacter pour nous faire part de votre expérience.

Mise en œuvre, conformité et application, et normes de service

Entrée en vigueur

Cette modification entrera en vigueur six mois après la date de publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, à l'exception de certains matériels particuliers qui entreront en vigueur le jour de leur publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*. Pour ces matériels particuliers, des dispositions transitoires sont proposées.

Dispositions transitoires

Climatiseurs centraux, thermopompes centrales et générateur d'air chaud à gaz

Afin de permettre aux parties réglementées de se conformer soit aux nouvelles exigences incluses dans cette modification, soit à l'ancien règlement (c'est-à-dire le règlement tel qu'il était rédigé immédiatement avant la date de publication de la modification dans la partie II de la *Gazette du Canada*). La disposition transitoire de six mois s'appliquerait aux matériels consommateurs d'énergie suivants :

- (a) Climatiseurs centraux monobloc
- (b) Climatiseurs centraux bibloc
- (c) Thermopompes centrales monobloc
- (d) Thermopompes centrales bibloc
- (e) Générateur d'air chaud à gaz

Chauffe-eau électriques

Pour les chauffe-eau électriques, une disposition transitoire serait proposée selon laquelle les parties réglementées auraient le choix de se conformer aux nouvelles exigences incluses dans cette modification ou dans l'ancien règlement pour un matériel fabriqué à partir du 1^{er} janvier 2025 et avant le 1^{er} janvier 2027.

Lamps

A transitional provision would also be proposed so that the former Regulations would continue to apply with respect to the following lamps:

- (a) General service lamps, general service incandescent reflector lamps or modified spectrum incandescent lamps manufactured before January 1, 2024
- (b) CFL manufactured before January 1, 2025

Another transitional provision would also be proposed so that the labelling requirements of the former Regulations would continue to apply with respect to the following lamps:

- (a) General service lamps, general service incandescent reflector lamps or modified spectrum incandescent lamps manufactured on or after January 1, 2024, and before January 1, 2026
- (b) CFL manufactured on or after January 1, 2025, and before January 1, 2026

Finally, a transitional provision of six months would be proposed so that the energy efficiency standards, testing standards, and information requirements of the former Regulations would continue to apply with respect to the following lamps:

- (a) General service lamps, general service incandescent reflector lamps or modified spectrum incandescent lamps manufactured on or after January 1, 2024
- (b) Compact fluorescent lamps manufactured on or after January 1, 2025

Otherwise, all the new requirements would apply to the prescribed products based on their date of coming into force, manufacture or import or interprovincial shipment.

Stakeholders can refer to the [Guide to Canada's Energy Efficiency Regulations](#) for more information.

The compliance and enforcement procedures already in place for all products prescribed under the Regulations would continue to be used following the coming into force of the Amendment. The main features of these procedures are explained below.

Verification marking and energy efficiency prescribed information

For products prescribed under the Regulations, NRCan employs a third-party verification system using the services of certification bodies accredited by the Standards

Lampes

Une disposition transitoire serait également proposée afin que les anciens règlements continuent de s'appliquer aux lampes suivantes :

- (a) lampes standard, lampes à incandescence à spectre modifié et lampes-réflecteurs à incandescence standard fabriquées avant le 1^{er} janvier 2024;
- (b) LFC fabriquées avant le 1^{er} janvier 2025

Une autre disposition transitoire serait aussi proposée de sorte que les exigences d'étiquetage de l'ancien règlement continueront de s'appliquer aux lampes suivantes :

- (a) lampes standard, lampes à incandescence à spectre modifié et lampes-réflecteurs à incandescence standard fabriquées le 1^{er} janvier 2024 ou après cette date, mais avant le 1^{er} janvier 2026;
- (b) LFC fabriquées le 1^{er} janvier 2025 ou après cette date, mais avant le 1^{er} janvier 2026

Finalement, une disposition transitoire de six mois serait proposée de sorte que les exigences du règlement antérieur relatives aux normes de mise à l'essai, aux normes d'efficacité énergétique ainsi qu'aux renseignements à communiquer continueraient de s'appliquer pour les lampes suivantes :

- (a) lampes standard, les lampes à incandescence à spectre modifié et les lampes-réflecteurs à incandescence standard fabriquées le 1^{er} janvier 2024 ou après cette date;
- (b) LFC fabriquées le 1^{er} janvier 2025 ou après cette date.

Dans le cas contraire, toutes les nouvelles exigences s'appliqueraient aux matériels désignés en fonction de leur date d'entrée en vigueur, de fabrication, d'importation ou d'expédition interprovinciale.

Pour obtenir de plus amples détails, les parties prenantes peuvent consulter le [Guide du Règlement sur l'efficacité énergétique du Canada](#).

Les procédures de conformité et d'application déjà en place pour tous les matériels désignés par le Règlement continueront d'être utilisées après l'entrée en vigueur de la modification. Les principales caractéristiques de ces procédures sont expliquées ci-dessous.

Symbole de vérification et renseignements désignés en matière d'efficacité énergétique

Pour les matériels désignés par le Règlement, NRCan utilise un système de vérification par une tierce partie qui fait appel aux services d'organismes de certification reconnus

Council of Canada. Verified energy performance data is submitted to NRCan by the regulated parties in an energy efficiency report. This report is required for each product model before the first importation or interprovincial shipment.

Prescribed information pertaining to imports and monitoring

Existing NRCan procedures for the collection of information for commercial imports of prescribed products apply to products affected by the Amendment. These procedures involve crosschecking required import data received from customs release documents with the energy efficiency reports that regulated parties have submitted to NRCan. This crosschecking ensures that the compliance of prescribed products imported into Canada can be verified.

The Regulations require regulated parties of prescribed products to provide the information needed for customs monitoring.

Direct fieldwork: market surveillance and product testing

In addition to ongoing compliance and marketplace monitoring activities, NRCan surveys and tests products in the context of monitoring compliance outcomes with product-specific compliance audits. Depending on the product, inspections, in-store audits and/or testing of products are also conducted.

NRCan also conducts product testing on a complaint-driven basis. The market is highly competitive, and suppliers are cognizant of performance claims made by their competitors.

Contact

Ben Copp
Senior Director
Demand Policy and Analysis Division
Office of Energy Efficiency
Energy Efficiency and Technology Sector
Natural Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
Telephone: 613-614-4151
Email: EEregulations-reglementEE@nrcan-rncan.gc.ca

par le Conseil canadien des normes. Les données vérifiées sur le rendement énergétique sont soumises à NRCan par les parties réglementées dans un rapport sur l'efficacité énergétique. Ce rapport est requis pour chaque modèle de matériel avant la première importation ou expédition interprovinciale.

Renseignements désignés concernant les importations et le contrôle

Les procédures existantes de NRCan en matière de collecte de renseignements pour les importations commerciales de matériels désignés s'appliquent aux matériels concernés par la modification. Ces procédures comprennent le recoupement des données d'importation requises provenant des documents de mainlevée douanière avec les rapports sur l'efficacité énergétique que les parties réglementées ont soumis à NRCan. Ce contrôle croisé permet de vérifier la conformité des matériels désignés importés au Canada.

Le Règlement exige que les parties réglementées des matériels désignés fournissent les renseignements nécessaires au contrôle douanier.

Travail direct sur le terrain : surveillance du marché et mise à l'essai de matériels

Outre les activités courantes de contrôle de la conformité et de surveillance du marché, NRCan étudie et met à l'essai les matériels dans le cadre du contrôle des résultats en matière de conformité, avec des vérifications de conformité propres aux matériels. En fonction du matériel, des inspections, des vérifications en magasin et/ou des mises à l'essai de matériels sont également effectuées.

NRCan procède également à des mises à l'essai de matériels en cas de plaintes. Le marché est très concurrentiel et les fournisseurs sont conscients du rendement revendiqué par leurs concurrents.

Personne-ressource

Ben Copp
Directeur principal
Division de l'élaboration de la politique et de l'analyse
Office de l'efficacité énergétique
Secteur de l'efficacité énergétique et de la technologie de l'énergie
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4
Téléphone : 613-614-4151
Courriel : EEregulations-reglementEE@nrcan-rncan.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council proposes to make the annexed *Regulations Amending the Energy Efficiency Regulations, 2016 (Amendment 18)* under sections 20^a, 20.2^b and 25 of the *Energy Efficiency Act*^c.

Interested persons may make representations concerning the proposed Regulations within 70 days after the date of publication of this notice. They are strongly encouraged to use the online commenting feature that is available on the *Canada Gazette* website but if they use email, mail or any other means, the representations should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent to Ben Copp, Senior Director, Demand Policy and Analysis Division, Office of Energy Efficiency, Natural Resources Canada, 580 Booth Street, Ottawa, Ontario K1A 0E4 (tel.: 613-614-4151; email: eeregulations-reglementee@nrcan-rncan.gc.ca).

Ottawa, June 17, 2024

Wendy Nixon
Assistant Clerk of the Privy Council

Regulations Amending the Energy Efficiency Regulations, 2016 (Amendment 18)**Amendments**

1 (1) Subsection 1(1) of the *Energy Efficiency Regulations, 2016*¹ is amended by adding the following in alphabetical order:

former Regulations means these Regulations as they read immediately before the day on which subsection 1(1) of the *Regulations Amending the Energy Efficiency Regulations, 2016 (Amendment 18)* comes into force. (*règlement antérieur*)

new Regulations means these Regulations as they read on the day on which subsection 1(1) of the *Regulations Amending the Energy Efficiency Regulations, 2016 (Amendment 18)* comes into force. (*nouveau règlement*)

(2) The definition *new Regulations* in section of the Regulations is repealed.

^a S.C. 2009, c. 8, s. 5

^b S.C. 2017, c. 33, s. 221

^c S.C. 1992, c. 36

¹ SOR/2016-311

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que la gouverneure en conseil, en vertu des articles 20^a, 20.2^b et 25 de la *Loi sur l'efficacité énergétique*^c, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique (modification 18)*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de règlement dans les soixante-dix jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont fortement encouragés à le faire au moyen de l'outil en ligne disponible à cet effet sur le site Web de la *Gazette du Canada*. S'ils choisissent plutôt de présenter leurs observations par courriel, par la poste ou par tout autre moyen, ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication du présent avis, et d'envoyer le tout à Ben Copp, directeur principal, Division de l'élaboration de la politique et de l'analyse, Office de l'efficacité énergétique, Ressources naturelles Canada, 580, rue Booth, Ottawa (Ontario) K1A 0E4 (tél. : 613-614-4151; courriel : eeregulations-reglementee@nrcan-rncan.gc.ca).

Ottawa, le 17 juin 2024

La greffière adjointe du Conseil privé
Wendy Nixon

Règlement modifiant le Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique (modification 18)**Modifications**

1 (1) Le paragraphe 1(1) du *Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique*¹ est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

nouveau règlement Le *Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique* dans sa version à la date d'entrée en vigueur du paragraphe 1(1) du *Règlement modifiant le Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique (modification 18)* (*new Regulations*)

règlement antérieur Le *Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique*, dans sa version antérieure à la date d'entrée en vigueur du paragraphe 1(1) du *Règlement modifiant le Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique (modification 18)*. (*former Regulations*)

(2) La définition de *nouveau règlement*, à l'article 1 du même règlement, est abrogée.

^a L.C. 2009, ch. 8, art. 5

^b L.C. 2017, ch. 33, art. 221

^c L.C. 1992, ch. 36

¹ DORS/2016-311

(3) Subsection 1(3) of the Regulations is replaced by the following:

Incorporated standards

(3) In these Regulations, a reference to an AHRI, ANSI, ASHRAE, CGA, CIE, CSA, IEC, IEEE, IES or NEMA MG-1 standard or to a technical standards document is to be read as a reference to the standard or technical standards document as amended from time to time.

2 (1) Paragraph 4(2)(a) of the Regulations is repealed.

(2) Paragraph 4(2)(c) of the Regulations is repealed.

(3) Paragraph 4(2)(e) of the Regulations is repealed.

(4) Subsection 4(3) of the Regulations is repealed.

(5) Subsection 4(5) of the Regulations is repealed.

3 (1) Paragraph 5(1)(e) of the Regulations is amended by adding “or” at the end of subparagraph (i) and by repealing subparagraph (ii).

(2) Paragraph 5(1)(e) of the Regulations is amended by striking out “or” at the end of subparagraph (iii) and by repealing subparagraph (iv).

4 (1) The portion of subsection 6(1) of the Regulations before paragraph (b) is replaced by the following:

General service lamp life information

6 (1) Despite paragraph 5(1)(f), a dealer is not required to provide information related to the life of a general service lamp if

(a) at the time the information is to be provided, the life testing of the product is not completed, but 40% of the product’s design life has been verified by one of the following and, at that point in the testing, not more than one unit in the test sample has failed:

(i) a laboratory that is accredited to test the energy performance of lighting products by either the Standards Council of Canada or the National Voluntary Laboratory Accreditation Program,

(ii) an A2LA certified laboratory, or

(iii) an ISO 9000 certified laboratory or manufacturing facility; and

(3) Le paragraphe 1(3) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Normes incorporées

(3) Dans le présent règlement, la mention des normes ACG, AHRI, ANSI, ASHRAE, CEI, CIE, CSA, IEEE, IES ou NEMA MG-1 ou d’un document de normes techniques vaut mention de ceux-ci avec leurs modifications successives.

2 (1) L’alinéa 4(2)a) du même règlement est abrogé.

(2) L’alinéa 4(2)c) du même règlement est abrogé.

(3) L’alinéa 4(2)e) du même règlement est abrogé.

(4) Le paragraphe 4(3) du même règlement est abrogé.

(5) Le paragraphe 4(5) du même règlement est abrogé.

3 (1) Le sous-alinéa 5(1)e)(ii) du même règlement est abrogé.

(2) Le sous-alinéa 5(1)e)(iv) du même règlement est abrogé.

4 (1) Le passage du paragraphe 6(1) du même règlement précédant l’alinéa b) est remplacé par ce qui suit :

Renseignements sur la durée de vie des lampes standard

6 (1) Malgré l’alinéa 5(1)f), le fournisseur n’est pas tenu de communiquer les renseignements relatifs à la durée de vie des lampes standard si, à la fois :

a) au moment où ils devraient être communiqués, l’essai visant à déterminer la durée de vie du matériel n’est pas terminé, mais celui visant à déterminer sa durée de vie prévue a été réalisé à 40 % par l’un des laboratoires ou l’une des installations mentionnés ci-après, et qu’à ce stade, cet essai n’a pas entraîné la défaillance de plus d’un échantillon :

(i) un laboratoire accrédité par le Conseil canadien des normes ou le National Voluntary Laboratory Accreditation Program pour mettre à l’essai le rendement énergétique des produits d’éclairage,

(ii) un laboratoire certifié A2LA,

(iii) un laboratoire ou une installation de fabrication certifié ISO 9000;

(2) Subsection 6(2) of the Regulations is replaced by the following:

Verified general service lamp life

(2) Within 30 days after the day on which the life testing of the general service lamp is completed, the dealer must provide the Minister with the following information:

- (a)** the product's life as verified; and
- (b)** the name of the laboratory or manufacturing facility that performed the verification.

5 (1) Paragraphs 11.1(z.09) and (z.10) of the Regulations are repealed.

(2) Section 11.1 of the Regulations is amended by adding the following after paragraph (z.20):

(z.201) line voltage thermostats;

(3) Section 11.1 of the Regulations is amended by adding the following after paragraph (z.32):

(z.321) faucets;

(z.322) showerheads;

(4) Section 11.1 of the Regulations is amended by striking out "and" at the end of paragraph (z.33) and by adding the following after paragraph (z.34):

(z.35) pool pumps; and

(z.36) air compressors.

6 (1) The definition *space-constrained* in section 107 of the English version of the Regulations is amended by replacing paragraph (b) by the following:

(b) has an outdoor or indoor unit

(i) that has either an overall displacement that is — or two or more overall exterior dimensions that are — substantially smaller than those of other units of a similar cooling capacity that are usually installed in single-family homes, and

(ii) with respect to which an increase in the overall displacement or two or more overall exterior dimensions would result in a considerable increase in the usual cost of installation or in a significant loss in the utility of the product to the consumer. (*à espace restreint*)

(2) Le paragraphe 6(2) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Vérification de la durée de vie des lampes standard

(2) Dans les trente jours suivant la date à laquelle l'essai est terminé, le fournisseur communique au ministre les renseignements suivants :

- a)** la durée de vie du matériel que l'essai a permis de déterminer;
- b)** le nom du laboratoire ou de l'installation de fabrication qui a procédé à l'essai.

5 (1) Les alinéas 11.1z.09) et z.10) du même règlement sont abrogés.

(2) L'article 11.1 du même règlement est modifié par adjonction, après l'alinéa z.20), de ce qui suit :

z.201) thermostats à tension de secteur;

(3) L'article 11.1 du même règlement est modifié par adjonction, après l'alinéa z.32), de ce qui suit :

z.321) robinets;

z.322) pommes de douche;

(4) L'article 11.1 du même règlement est modifié par adjonction, après l'alinéa z.34), de ce qui suit :

z.35) pompes de piscine;

z.36) compresseurs d'air.

6 (1) L'alinéa b) de la définition de *space-constrained*, à l'article 107 de la version anglaise du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

(b) has an outdoor or indoor unit

(i) that has either an overall displacement that is — or two or more overall exterior dimensions that are — substantially smaller than those of other units of a similar cooling capacity that are usually installed in single-family homes, and

(ii) with respect to which an increase in the overall displacement or two or more overall exterior dimensions would result in a considerable increase in the usual cost of installation or in a significant loss in the utility of the product to the consumer. (*à espace restreint*)

(2) Section 107 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

CEER means the combined energy efficiency ratio of the product, expressed in British thermal units per watt hour, that constitutes a single measure of its energy efficiency and that integrates standby mode and off mode energy use with on mode energy use. (*CEER*)

10 C.F.R. Appendix F1 means Appendix F1 to Subpart F, Part 431 of Title 10 to the United States Code of Federal Regulations, entitled *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Consumption of Air-Cooled, Three-Phase, Small Commercial Package Air Conditioning and Heating Equipment With a Cooling Capacity of Less Than 65,000 Btu/h and Air-Cooled, Three-Phase, Variable Refrigerant Flow Multi-Split Air Conditioners and Heat Pumps With a Cooling Capacity of Less Than 65,000 Btu/h*, as amended from time to time. (*appendice F1 10 C.F.R.*)

7 (1) The definitions CEER, CSA 368.1-14 and CSA C62301 in section 108 of the Regulations are repealed.

(2) Section 108 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

TSD D2SA001 means the technical standards document D2SA001 published by the Minister and entitled *Testing Standard and Energy Efficiency Standards for Room Air Conditioners*. (*DNT D2SA001*)

8 Section 110 of the Regulations is replaced by the following:

Cooling capacity category

110 For the purposes of these Regulations, the cooling capacity category of a room air conditioner is the applicable cooling capacity range set out in

- (a) Table 2 of CSA C368.1, if the product was manufactured before June 1, 2014;
- (b) Table 2 to Part 2 of TSD D2SA001, if the product is manufactured on or after June 1, 2014 but before May 26, 2026; and
- (c) Table 3 to Part 2 of TSD D2SA001, if the product is manufactured on or after May 26, 2026.

(2) L'article 107 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

appendice F1 10 C.F.R. L'appendice F1 de la sous-partie F de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, intitulé *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Consumption of Air-Cooled, Three-Phase, Small Commercial Package Air Conditioning and Heating Equipment With a Cooling Capacity of Less Than 65,000 Btu/h and Air-Cooled, Three-Phase, Variable Refrigerant Flow Multi-Split Air Conditioners and Heat Pumps With a Cooling Capacity of Less Than 65,000 Btu/h*, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. Appendix F1*)

CEER Taux d'efficacité énergétique combiné du matériel, exprimé en *British Thermal Units* par watt heure, constituant une mesure unique de son efficacité énergétique qui combine la consommation d'énergie en mode veille et en mode arrêt et celle en mode marche. (*CEER*)

7 (1) Les définitions de CEER, CSA C368.1-14 et CSA C62301, à l'article 108 du même règlement, sont abrogées.

(2) L'article 108 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

DNT D2SA001 Le document de normes techniques D2SA001 publié par le ministre, intitulé *Norme de mise à l'essai et normes d'efficacité énergétique pour les climatiseurs individuels*. (*TSD D2SA001*)

8 L'article 110 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Catégorie de puissance frigorifique

110 Pour l'application du présent règlement, la catégorie de puissance frigorifique d'un climatiseur individuel est celle qui est indiquée à l'un des tableaux ci-après, selon la plage des puissances frigorifiques qui lui est applicable :

- a) s'il a été fabriqué avant le 1^{er} juin 2014, le tableau 2 de la norme CSA C368.1;
- b) s'il est fabriqué le 1^{er} juin 2014 ou après cette date, mais avant le 26 mai 2026, le tableau 2 de la partie 2 du DNT D2SA001;
- c) s'il est fabriqué le 26 mai 2026 ou après cette date, le tableau 3 de la partie 2 du DNT D2SA001.

9 Subsection 111(2) of the Regulations is replaced by the following:

Limit

(2) However, for the purposes of sections 4, 5, 112, 114 and 115, a room air conditioner is not considered to be an energy-using product unless it is manufactured on or after February 3, 1995.

10 The portion of item 2 of the table to section 112 of the Regulations in columns 1 and 2 is replaced by the following:

	Column 1	Column 2
Item	Testing Standard	Energy Efficiency Standard
2	Part 1 of TSD D2SA001	Part 2 of TSD D2SA001

11 The portion of item 2 of the table to section 113 of the Regulations in column 2 is replaced by the following:

	Column 2
Item	Testing Standard
2	Part 1 of TSD D2SA001, for information set out in paragraphs (b) and (c)

12 Section 115 of the Regulations is replaced by the following:

Manner of labelling

115 The label must be displayed on the principal display panel of the product's package

(a) by printing it on that panel; or

(b) by affixing to the panel an adhesive tag that is printed on paper that meets the requirements of subsection 14(1) and that has an adhesion capacity that is sufficient to prevent the tag from being dislodged from the packaging under normal handling conditions.

13 Section 116 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

10 C.F.R. Appendix A means Appendix A to Subpart F, Part 431 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, entitled *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Consumption of Air-Cooled Small ($\geq 65,000$ Btu/h), Large, and Very Large Commercial Package Air Conditioning and Heating Equipment*, as amended from time to time. (*appendix A 10 C.F.R.*)

9 Le paragraphe 111(2) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Restriction

(2) Cependant, pour l'application des articles 4, 5, 112, 114 et 115, ils ne sont pas considérés ainsi à moins qu'ils ne soient fabriqués le 3 février 1995 ou après cette date.

10 Le passage de l'article 2 du tableau de l'article 112 du même règlement figurant dans les colonnes 1 et 2 est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique
2	DNT D2SA001, partie 1	DNT D2SA001, partie 2

11 Le passage de l'article 2 du tableau de l'article 113 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 2
Article	Norme de mise à l'essai
2	DNT D2SA001, partie 1, pour les renseignements visés aux alinéas b) et c)

12 L'article 115 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Modalités de l'étiquetage

115 L'étiquette figure sur le panneau principal d'affichage de l'emballage du matériel et elle répond à l'une ou l'autre des conditions suivantes :

a) elle est apposée sur le panneau par impression;

b) elle est fabriquée à l'aide de papier conforme aux exigences du paragraphe 14(1) et est fixée sur l'emballage au moyen d'un adhésif qui offre une adhérence suffisante pour l'empêcher de se décoller dans les conditions normales de manutention.

13 L'article 116 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

appendice A 10 C.F.R. L'appendice A de la sous-partie F de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, intitulé *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Consumption of Air-Cooled Small ($\geq 65,000$ Btu/h), Large, and Very Large Commercial Package Air Conditioning and Heating Equipment*, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. Appendix A*)

14 Items 3 to 16 of Table 1 to section 118 of the Regulations are replaced by the following:**14 Les articles 3 à 16 du tableau 1 de l'article 118 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
3	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 19 kW and < 40 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 11.2 IEER ≥ 12.9	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023
4	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 19 kW and < 40 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 11.2 IEER ≥ 14.8	On or after January 1, 2023
5	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-98	Energy efficiency ratio ≥ 9.7	On or after December 31, 1998 and before January 1, 2010
6	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-06 for energy efficiency ratio AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 11.0 IEER ≥ 11.2	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
7	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 11.0 IEER ≥ 12.4	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023
8	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 11.0 IEER ≥ 14.2	On or after January 1, 2023
9	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-06 for energy efficiency ratio AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 10.0 IEER ≥ 10.1	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
10	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 10.0 IEER ≥ 11.6	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023
11	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW and either without a heating section or with an electric heating section	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 10.0 IEER ≥ 13.2	On or after January 1, 2023
12	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 19 kW and < 40 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-98	Energy efficiency ratio ≥ 10.1	On or after December 31, 1998 and before January 1, 2010
13	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 19 kW and < 40 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-06 for energy efficiency ratio AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 11.0 IEER ≥ 11.2	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
14	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 19 kW and < 40 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 11.0 IEER ≥ 12.7	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023
15	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 19 kW and < 40 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 11.0 IEER ≥ 14.6	On or after January 1, 2023

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
16	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-98	Energy efficiency ratio ≥ 9.5	On or after December 31, 1998 and before January 1, 2010
17	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-06 for energy efficiency ratio AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 10.8 IEER ≥ 11.0	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
18	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 10.8 IEER ≥ 12.2	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023
19	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 10.8 IEER ≥ 14.0	On or after January 1, 2023
20	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-06 for energy efficiency ratio AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 9.8 IEER ≥ 9.9	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
21	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 9.8 IEER ≥ 11.4	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023
22	Large air conditioners that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW and a heating section other than an electric heating section	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 9.8 IEER ≥ 13.0	On or after January 1, 2023

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Norme d'efficacité énergétique	Colonne 4 Période de fabrication
3	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 19 kW mais < 40 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,2$ IEER $\geq 12,9$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
4	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 19 kW mais < 40 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,2$ IEER $\geq 14,8$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023
5	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-98	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,7$	Le 31 décembre 1998 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2010
6	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,0$ IEER $\geq 11,2$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018
7	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,0$ IEER $\geq 12,4$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
8	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,0$ IEER $\geq 14,2$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4	
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
9	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,0$ IEER $\geq 10,1$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018
10	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,0$ IEER $\geq 11,6$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
11	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW, sans unité de chauffage ou avec une unité de chauffage électrique	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,0$ IEER $\geq 13,2$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023
12	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 19 kW mais < 40 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-98	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,1$	Le 31 décembre 1998 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2010
13	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 19 kW mais < 40 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,0$ IEER $\geq 11,2$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018
14	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 19 kW mais < 40 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,0$ IEER $\geq 12,7$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
15	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 19 kW mais < 40 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,0$ IEER $\geq 14,6$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023
16	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-98	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,5$	Le 31 décembre 1998 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2010
17	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,8$ IEER $\geq 11,0$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018
18	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,8$ IEER $\geq 12,2$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
19	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,8$ IEER $\geq 14,0$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023
20	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,8$ IEER $\geq 9,9$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018
21	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,8$ IEER $\geq 11,4$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
22	Climatiseurs de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW et une unité de chauffage autre qu'une unité de chauffage électrique	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,8$ IEER $\geq 13,0$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023

15 (1) The portion of item 3 of the table to section 119 of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

Column 1	
Item	Energy-using Product
3	Large air conditioners manufactured on or after January 1, 2018 and before January 1, 2023

(2) The table to section 119 of the Regulations is amended by adding the following after item 3:

Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
4	Large air conditioners manufactured on or after January 1, 2023	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	(a) product classification set out in Column II of Table 1 of CSA C746-17; (b) cooling capacity, in kW (Btu/h); (c) energy efficiency ratio; (d) IEER; and (e) information that indicates whether the product has a heating section and, if so, whether it is electric or other than electric.

Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
4	Climatiseurs de grande puissance fabriqués le 1 ^{er} janvier 2023 ou après cette date	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	a) classification du matériel indiquée à la colonne II du tableau 1 de la norme CSA C746-17; b) puissance frigorifique, en kW (Btu/h); c) taux d'efficacité énergétique; d) IEER; e) indication selon laquelle le matériel est muni ou non d'une unité de chauffage et, le cas échéant, son type : à l'électricité ou autre.

16 (1) The portion of item 2 of Table 2 to section 126 of the Regulations in column 4 is replaced by the following:

Column 4	
Item	Period of Manufacture
2	On or after January 1, 2023 and before January 1, 2025

15 (1) Le passage de l'article 3 du tableau de l'article 119 du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 1	
Article	Matériel consommateur d'énergie
3	Climatiseurs de grande puissance fabriqués le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023

(2) Le tableau de l'article 119 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 3, de ce qui suit :

16 (1) Le passage de l'article 2 du tableau 2 de l'article 126 du même règlement figurant dans la colonne 4 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 4	
Article	Période de fabrication
2	Le 1 ^{er} janvier 2023 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(2) Items 3 to 5 of Table 2 to section 126 of the Regulations are replaced by the following:

2) Les articles 3 à 5 du tableau 2 de l'article 126 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
3	Single package central air conditioners, other than those that are space-constrained	10 C.F.R. Appendix F1	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 13.4	On or after January 1, 2025
4	Single package central air conditioners that are through-the-wall	CSA C656-05	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 12.0	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2023
5	Single package central air conditioners that are space-constrained	CSA C656-14	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 12.0	On or after January 1, 2023 and before January 1, 2025
6	Single package central air conditioners that are space-constrained	10 C.F.R. Appendix F1	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 13.9	On or after January 1, 2025
7	Single package central air conditioners that are small-duct and high-velocity	CSA C656-14	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 12.0	On or after January 1, 2017 and before January 1, 2023

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Norme d'efficacité énergétique	Colonne 4 Période de fabrication
3	Climatiseurs centraux monobloc, autres que ceux à espace restreint	Appendice F1 10 C.F.R.	Rendement énergétique saisonnier $\geq 13,4$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
4	Climatiseurs centraux monobloc muraux	CSA C656-05	Rendement énergétique saisonnier $\geq 12,0$	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
5	Climatiseurs centraux monobloc à espace restreint	CSA C656-14	Rendement énergétique saisonnier $\geq 12,0$	Le 1 ^{er} janvier 2023 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
6	Climatiseurs centraux monobloc à espace restreint	Appendice F1 10 C.F.R.	Rendement énergétique saisonnier $\geq 13,9$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
7	Climatiseurs centraux monobloc à grand débit et à petits conduits	CSA C656-14	Rendement énergétique saisonnier $\geq 12,0$	Le 1 ^{er} janvier 2017 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023

17 (1) The portion of item 5 of the table to section 127 of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

17 (1) Le passage de l'article 5 du tableau de l'article 127 du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

Item	Column 1 Energy-using Product
5	Single package central air conditioners that are three-phase and manufactured on or after January 1, 2023 and before January 1, 2025

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie
5	Climatiseurs centraux monobloc triphasés fabriqués le 1 ^{er} janvier 2023 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(2) The table to section 127 of the Regulations is amended by adding the following after item 5:

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Information
5.1	Single package central air conditioners that are three-phase and manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix F1 for information set out in paragraphs (b) and (c)	(a) type; (b) cooling capacity in kW (Btu/h); (c) seasonal energy efficiency ratio 2; and (d) phase of electric current.

(2) Le tableau de l'article 127 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 5, de ce qui suit :

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Renseignements
5.1	Climatiseurs centraux monobloc triphasés fabriqués le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cette date	Appendice F1 10 C.F.R. pour les renseignements visés aux alinéas b) et c)	a) type; b) capacité de refroidissement, en kW (Btu/h); c) rendement énergétique saisonnier 2; d) phase de courant électrique.

18 (1) The Regulations are amended by adding the following after section 127:**Transitional provision – early compliance**

127.1 A single package central air conditioner that satisfies the requirements of sections 126 and 127 of the new Regulations is deemed to satisfy the requirements of sections 126 and 127.

(2) Section 127.1 of the Regulations is repealed.**19 (1) The portion of item 1 of Table 2 to section 134 of the Regulations in column 4 is replaced by the following:**

Item	Column 4 Period of Manufacture
1	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2025

(2) Item 2 of Table 2 to section 134 of the Regulations is replaced by the following:

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
2	Split system central air conditioners, other than those that are space-constrained or small-duct and high-velocity	10 C.F.R. Appendix F1	Seasonal energy efficiency ratio 2 \geq 13.4	On or after January 1, 2025
3	Split system central air conditioners that are small-duct and high-velocity	CSA C656-14	Seasonal energy efficiency ratio \geq 12.0	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2025
4	Split system central air conditioners that are small-duct and high-velocity	10 C.F.R. Appendix F1	Seasonal energy efficiency ratio 2 \geq 13.0	On or after January 1, 2025
5	Split-system central air conditioners that are space-constrained	10 C.F.R. Appendix F1	Seasonal energy efficiency ratio 2 \geq 12.7	On or after January 1, 2025

18 (1) Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 127, de ce qui suit :**Disposition transitoire – conformité anticipée**

127.1 Les climatiseurs centraux monobloc qui satisfont aux exigences prévues aux articles 126 et 127 du nouveau règlement sont réputés satisfaire aux exigences prévues aux articles 126 et 127 du présent règlement.

(2) L'article 127.1 du même règlement est abrogé.**19 (1) Le passage de l'article 1 du tableau 2 de l'article 134 du même règlement figurant dans la colonne 4 est remplacé par ce qui suit :**

Article	Colonne 4 Période de fabrication
1	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(2) L'article 2 du tableau 2 de l'article 134 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
2	Climatiseurs centraux bibloc, autres que ceux à espace restreint ou à grand débit et à petits conduits	Appendice F1 10 C.F.R.	Rendement énergétique saisonnier 2 \geq 13,4	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
3	Climatiseurs centraux bibloc à grand débit et à petits conduits	CSA C656-14	Rendement énergétique saisonnier \geq 12,0	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
4	Climatiseurs centraux bibloc à grand débit et à petits conduits	Appendice F1 10 C.F.R.	Rendement énergétique saisonnier 2 \geq 13,0	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
5	Climatiseurs centraux bibloc à espace restreint	Appendice F1 10 C.F.R.	Rendement énergétique saisonnier 2 \geq 12,7	À partir du 1 ^{er} janvier 2025

20 (1) The portion of item 2 of the table to section 135 of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

	Column 1
Item	Energy-using Product
2	Split system central air conditioners that are three-phase and manufactured on or after February 3, 1995 and before January 1, 2025

(2) The table to section 135 of the Regulations is amended by adding the following after item 2:

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
2.1	Split-system central air conditioners that are three-phase and manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix F1 for information set out in paragraphs (b) and (c)	(a) type; (b) cooling capacity in kW (Btu/h); (c) seasonal energy efficiency ratio 2; and (d) phase of electric current.

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
2.1	Climatiseurs centraux bibloc triphasés fabriqués le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cette date	Appendice F1 10 C.F.R. pour les renseignements visés aux alinéas b) et c)	a) type; b) capacité de refroidissement, en kW (Btu/h); c) rendement énergétique saisonnier 2; d) phase de courant électrique.

21 (1) The Regulations are amended by adding the following after section 135:

Transitional provision — early compliance

135.1 A split system central air conditioner that satisfies the requirements of sections 134 and 135 of the new Regulations is deemed to satisfy the requirements of sections 134 and 135.

20 (1) Le passage de l'article 2 du tableau de l'article 135 du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1
Article	Matériel consommateur d'énergie
2	Climatiseurs centraux bibloc triphasés fabriqués le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(2) Le tableau de l'article 135 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 2, de ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
2.1	Split-system central air conditioners that are three-phase and manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix F1 for information set out in paragraphs (b) and (c)	(a) type; (b) cooling capacity in kW (Btu/h); (c) seasonal energy efficiency ratio 2; and (d) phase of electric current.

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
2.1	Climatiseurs centraux bibloc triphasés fabriqués le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cette date	Appendice F1 10 C.F.R. pour les renseignements visés aux alinéas b) et c)	a) type; b) capacité de refroidissement, en kW (Btu/h); c) rendement énergétique saisonnier 2; d) phase de courant électrique.

21 (1) Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 135, de ce qui suit :

Disposition transitoire — conformité anticipée

135.1 Les climatiseurs centraux bibloc qui satisfont aux exigences prévues aux articles 134 et 135 du nouveau règlement sont réputés satisfaire aux exigences prévues aux articles 134 et 135 du présent règlement.

(2) Section 135.1 of the Regulations is repealed.

22 (1) Paragraph (c) of the definition *portable air conditioner* in section 144 of the Regulations is replaced by the following:

(c) has a SACC of less than 19 kW (65,000 Btu/h). (*climatiseur portatif*)

(2) Section 144 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

SACC means the seasonally adjusted cooling capacity of the product, expressed in kilowatts (British thermal units per hour), that constitutes the amount of cooling provided to the conditioned space. (*SACC*)

23 Subsection 145(2) of the Regulations is replaced by the following:**Limit**

(2) However, a portable air conditioner is not considered to be an energy-using product

(a) for the purposes of sections 4 and 5, unless it is manufactured on or after July 1, 2020; and

(b) for the purposes of sections 145.1, 147 and 148, unless it is manufactured on or after January 10, 2025.

24 The Regulations are amended by adding the following after section 145:**Energy efficiency standard**

145.1 (1) The energy efficiency standard applicable to a portable air conditioner is that it must have a CEER equal to or greater than the result determined by the formula

$$1.04 A \div (3.7117 A^{0.6384})$$

where

A is SACC expressed in Btu/h.

Testing standard

(2) A portable air conditioner complies with the energy efficiency standard if it meets that standard when tested in accordance with the applicable testing procedures established by 10 C.F.R. Appendix CC.

25 Paragraphs 146(1)(a) and (b) of the Regulations are replaced by the following:

(a) its SACC;

(b) its CEER; and

(2) L'article 135.1 du même règlement est abrogé.

22 (1) L'alinéa c) de la définition de *climatiseur portatif*, à l'article 144 du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

c) a une SACC inférieure à 19 kW (65 000 Btu/h). (*portable air conditioner*)

(2) L'article 144 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

SACC La capacité de refroidissement désaisonnalisée du produit, exprimée en kilowatts (*British Thermal Units* par heure), qui constitue la quantité de refroidissement fournie à la pièce climatisée. (*SACC*)

23 Le paragraphe 145(2) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**Restriction**

(2) Cependant, ils ne sont pas considérés ainsi :

a) pour l'application des articles 4 et 5, à moins qu'ils ne soient fabriqués le 1^{er} juillet 2020 ou après cette date;

b) pour l'application des articles 145.1, 147 et 148, à moins qu'ils ne soient fabriqués le 10 janvier 2025 ou après cette date.

24 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 145, de ce qui suit :**Norme d'efficacité énergétique**

145.1 (1) La norme d'efficacité énergétique qui s'applique aux climatiseurs portatifs consiste en un CEER égal ou supérieur au résultat de la formule suivante :

$$1,04 A \div (3,7117 A^{0,6384})$$

où :

A représente la SACC, exprimée en Btu/h.

Norme de mise à l'essai

(2) Tout climatiseur portatif est conforme à la norme d'efficacité énergétique s'il y satisfait lorsqu'il est mis à l'essai selon les méthodes applicables prévues à l'appendice CC 10 C.F.R.

25 Les alinéas 146(1)a) et b) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

a) la SACC;

b) le CEER;

26 The reference "[147 to 185 reserved]" after section 146 of the Regulations is replaced by the following:

Form of labelling

147 A portable air conditioner manufactured on or after January 10, 2025 must be labelled in the form set out in Schedule 4.

Manner of labelling

148 The label must be displayed on the principal display panel of the product's package, either

- (a) by printing it on that panel; or
- (b) by affixing to the panel an adhesive tag that is printed on paper that meets the requirements of subsection 14(1) and that has an adhesion capacity that is sufficient to prevent the tag from being dislodged from the packaging under normal handling conditions.

[149 to 185 reserved]

27 (1) Paragraph (b) of the definition *space-constrained* in section 186 of the English version of the Regulations is replaced by the following by the following:

- (b) has an outdoor or indoor unit
 - (i) that has either an overall displacement that is — or two or more overall exterior dimensions that are — substantially smaller than those of other units of a similar cooling capacity that are usually installed in single-family homes, and
 - (ii) with respect to which an increase in the overall displacement or two or more overall exterior dimensions would result in a considerable increase in the usual cost of installation or in a significant loss in the utility of the product to the consumer. (*à espace restreint*)

(2) Section 186 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

10 C.F.R. Appendix F1 means Appendix F1 to Subpart F, Part 431 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, entitled *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Consumption of Air-Cooled, Three-Phase, Small Commercial Package Air Conditioning and Heating Equipment With a Cooling Capacity of Less Than 65,000 Btu/h and Air-Cooled, Three-Phase, Variable Refrigerant Flow Multi-Split Air Conditioners and Heat Pumps With a Cooling Capacity of Less Than 65,000 Btu/h*, as amended from time to time. (*appendice F1 10 C.F.R.*)

26 La mention « [147 à 185 réservés] » qui suit l'article 146 du même règlement est remplacée par ce qui suit :

Étiquetage

147 Le climatiseur portatif fabriqué le 10 janvier 2025 ou après cette date est étiqueté selon le modèle prévu à l'annexe 4.

Modalités de l'étiquetage

148 L'étiquette figure sur le panneau principal d'affichage de l'emballage du matériel et elle répond à l'une ou l'autre des conditions suivantes :

- a) elle est apposée sur le panneau par impression;
- b) elle est fabriquée à l'aide de papier conforme aux exigences du paragraphe 14(1) et est fixée sur l'emballage au moyen d'un adhésif qui offre une adhérence suffisante pour l'empêcher de se décoller dans les conditions normales de manutention.

[149 à 185 réservés]

27 (1) L'alinéa b) de la définition de *space-constrained*, à l'article 186 de la version anglaise du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

- (b) has an outdoor or indoor unit
 - (i) that has either an overall displacement that is — or two or more overall exterior dimensions that are — substantially smaller than those of other units of a similar cooling capacity that are usually installed in single-family homes, and
 - (ii) with respect to which an increase in the overall displacement or two or more overall exterior dimensions would result in a considerable increase in the usual cost of installation or in a significant loss in the utility of the product to the consumer. (*à espace restreint*)

(2) L'article 186 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

appendice F1 10 C.F.R. L'appendice F1 de la sous-partie F de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, intitulé *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Consumption of Air-Cooled, Three-Phase, Small Commercial Package Air Conditioning and Heating Equipment With a Cooling Capacity of Less Than 65,000 Btu/h and Air-Cooled, Three-Phase, Variable Refrigerant Flow Multi-Split Air Conditioners and Heat Pumps With a Cooling Capacity of Less Than 65,000 Btu/h*, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. Appendix F1*)

28 Section 195 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

10 C.F.R. Appendix A means Appendix A to Subpart F, Part 431 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, entitled *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Consumption of Air-Cooled Small ($\geq 65,000$ Btu/h), Large, and Very Large Commercial Package Air Conditioning and Heating Equipment*, as amended from time to time. (*appendix A 10 C.F.R.*)

29 (1) The portion of item 3 of Table 1 to section 197 of the Regulations in column 4 is replaced by the following:

Column 4	
Item	Period of Manufacture
3	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023

(2) Items 4 to 8 of Table 1 to section 197 of the Regulations are replaced by the following:

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
4	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 19 kW and < 40 kW	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 11.0 Heating coefficient of performance ≥ 3.4 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.25 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 14.1	On or after January 1, 2023
5	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW	CSA C746-98	Energy efficiency ratio ≥ 9.3 Heating coefficient of performance ≥ 3.1 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.0 with -8.3°C inlet air	On or after December 31, 1998 and before January 1, 2010
6	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW	CSA C746-06 for energy efficiency ratio and heating coefficient of performance AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 10.6 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 10.7	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
7	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 10.6 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 11.6	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023
8	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 10.6 Heating coefficient of performance ≥ 3.3 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 13.5	On or after January 1, 2023

28 L'article 195 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

appendice A 10 C.F.R. L'appendice A de la sous-partie F de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, intitulé *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Consumption of Air-Cooled Small ($\geq 65,000$ Btu/h), Large, and Very Large Commercial Package Air Conditioning and Heating Equipment*, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. Appendix A*)

29 (1) Le passage de l'article 3 du tableau 1 de l'article 197 du même règlement figurant dans la colonne 4 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 4	
Article	Période de fabrication
3	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023

(2) Les articles 4 à 8 du tableau 1 de l'article 197 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Energy Efficiency Standard	Period of Manufacture
9	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW	CSA C746-06 for energy efficiency ratio and heating coefficient of performance AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 9.5 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 9.6	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
10	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 9.5 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 10.6	On or after January 1, 2018 but before January 1, 2023
11	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 9.5 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 12.5	On or after January 1, 2023

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
4	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 19 kW mais < 40 kW	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 11,0$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,4$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3^{\circ}\text{C}$ et $\geq 2,25$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3^{\circ}\text{C}$ IEER $\geq 14,1$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023
5	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW	CSA C746-98	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,3$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,1$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3^{\circ}\text{C}$ et $\geq 2,0$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3^{\circ}\text{C}$	Le 31 décembre 1998 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2010
6	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique et le coefficient de performance de chauffage AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,6$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3^{\circ}\text{C}$ et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3^{\circ}\text{C}$ IEER $\geq 10,7$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4	
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
7	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,6$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 11,6$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
8	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,6$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,3$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 13,5$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023
9	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique et le coefficient de performance de chauffage AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,5$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 9,6$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018
10	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,5$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 10,6$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
11	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,5$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 12,5$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023

(3) The portion of item 3 of Table 2 to section 197 of the Regulations in column 4 is replaced by the following:

Column 4	
Item	Period of Manufacture
3	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023

(3) Le passage de l'article 3 du tableau 2 de l'article 197 du même règlement figurant dans la colonne 4 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 4	
Article	Période de fabrication
3	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023

(4) Items 4 to 8 of Table 2 to section 197 of the Regulations are replaced by the following:

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
4	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 19 kW and < 40 kW	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 10.8 Heating coefficient of performance ≥ 3.4 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.25 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 13.9	On or after January 1, 2023
5	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW	CSA C746-98	Energy efficiency ratio ≥ 9.1 Heating coefficient of performance ≥ 3.1 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.0 with -8.3°C inlet air	On or after December 31, 1998 and before January 1, 2010
6	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW	CSA C746-06 for energy efficiency ratio and heating coefficient of performance AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 10.4 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 10.5	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
7	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 10.4 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 11.4	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023
8	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 40 kW and < 70 kW	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 10.4 Heating coefficient of performance ≥ 3.3 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 13.3	On or after January 1, 2023
9	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW	CSA C746-06 for energy efficiency ratio and heating coefficient of performance AHRI 340/360 for IEER	Energy efficiency ratio ≥ 9.3 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 9.4	On or after January 1, 2010 and before January 1, 2018
10	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW	CSA C746-17	Energy efficiency ratio ≥ 9.3 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 10.4	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2023

(4) Les articles 4 à 8 du tableau 2 de l'article 197 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Energy Efficiency Standard	Period of Manufacture
11	Large heat pumps that have a cooling capacity of ≥ 70 kW and < 223 kW	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	Energy efficiency ratio ≥ 9.3 Heating coefficient of performance ≥ 3.2 with 8.3°C inlet air and ≥ 2.05 with -8.3°C inlet air IEER ≥ 12.3	On or after January 1, 2023

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
4	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 19 kW mais < 40 kW	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,8$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,4$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3^{\circ}\text{C}$ et $\geq 2,25$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3^{\circ}\text{C}$ IEER $\geq 13,9$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023
5	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW	CSA C746-98	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,1$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,1$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3^{\circ}\text{C}$ et $\geq 2,0$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3^{\circ}\text{C}$	Le 31 décembre 1998 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2010
6	Thermopompes de grande puissance ayant une capacité de puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique et le coefficient de performance de chauffage AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,4$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3^{\circ}\text{C}$ et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3^{\circ}\text{C}$ IEER $\geq 10,5$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018
7	Thermopompes de grande puissance ayant une capacité de puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,4$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3^{\circ}\text{C}$ et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3^{\circ}\text{C}$ IEER $\geq 11,4$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023

Colonne 1		Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
8	Thermopompes de grande puissance ayant une capacité de puissance frigorifique ≥ 40 kW mais < 70 kW	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 10,4$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,3$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 13,3$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023
9	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW	CSA C746-06 pour le taux d'efficacité énergétique et le coefficient de performance de chauffage AHRI 340/360 pour l'IEER	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,3$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 9,4$	Le 1 ^{er} janvier 2010 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2018
10	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW	CSA C746-17	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,3$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 10,4$	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
11	Thermopompes de grande puissance ayant une puissance frigorifique ≥ 70 kW mais < 223 kW	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	Taux d'efficacité énergétique $\geq 9,3$ Coefficient de performance de chauffage $\geq 3,2$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $8,3$ °C et $\geq 2,05$ pour une température de l'air entrant dans l'échangeur extérieur de $-8,3$ °C IEER $\geq 12,3$	À partir du 1 ^{er} janvier 2023

30 (1) The portion of item 3 of the table to section 198 of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

Column 1	
Item	Energy-using Product
3	Large heat pumps manufactured on or after January 1, 2018 and before January 1, 2023

30 (1) Le passage de l'article 3 du tableau de l'article 198 du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 1	
Article	Matériel consommateur d'énergie
3	Thermopompes de grande puissance fabriquées le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023

(2) The table to section 198 of the Regulations is amended by adding the following after item 3:

(2) Le tableau de l'article 198 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 3, de ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
4	Large heat pumps manufactured on or after January 1, 2023	CSA C746-17 or 10 C.F.R. Appendix A	(a) product classification set out in columns II and III of Table 2 of CSA C746-17; (b) cooling capacity, in kW (Btu/h); (c) energy efficiency ratio; (d) heating capacity, in kW (Btu/h); (e) heating coefficient of performance at 8.3°C; (f) heating coefficient of performance at -8.3°C; (g) information that indicates whether the product has a heating section and, if so, whether it is electric or other than electric; and (h) IEER.

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
4	Thermopompes de grande puissance fabriquées le 1 ^{er} janvier 2023 ou après cette date	CSA C746-17 ou appendice A 10 C.F.R.	a) classification du matériel indiquée aux colonnes II et III du tableau 2 de la norme CSA C746-17; b) puissance frigorifique, en kW (Btu/h); c) taux d'efficacité énergétique; d) puissance calorifique, en kW (Btu/h); e) coefficient de performance de chauffage à 8,3 °C; f) coefficient de performance de chauffage à -8,3 °C; g) indication selon laquelle le matériel est muni ou non d'une unité de chauffage et, le cas échéant, son type : à l'électricité ou autre; h) IEER.

31 (1) The portion of items 6 and 7 of Table 1 to section 205 of the Regulations in column 2 is replaced by the following:

31 (1) Le passage des articles 6 et 7 du tableau 1 de l'article 205 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

	Column 2
Item	Testing Standard
6	10 C.F.R. Appendix M1 except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted
7	10 C.F.R. Appendix M1 except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted

	Colonne 2
Article	Norme de mise à l'essai
6	Appendice M1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire
7	Appendice M1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire

(2) Items 2 to 5 of Table 2 to section 205 of the Regulations are replaced by the following:

(2) Les articles 2 à 5 du tableau 2 de l'article 205 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Energy Efficiency Standard	Period of Manufacture
2	Single package central heat pumps that are through-the-wall	CSA C656-05	Seasonal energy efficiency ratio \geq 12.0 Heating seasonal performance factor (Region V) \geq 6.4	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2023

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Energy Efficiency Standard	Period of Manufacture
3	Single package central heat pumps that are small-duct and high-velocity	CSA C656-14	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 12.0 Heating seasonal performance factor (Region V) ≥ 6.3	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2023
4	Single package central heat pumps, other than those that are space-constrained	CSA C656-14	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 14.0 Heating seasonal performance factor (Region V) ≥ 7.0	On or after January 1, 2023 and before January 1, 2025
5	Single package central heat pumps that are space-constrained	CSA C656-14	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 12.0 Heating seasonal performance factor (Region V) ≥ 6.4	On or after January 1, 2023 and before January 1, 2025
6	Single package central heat pumps, other than those that are space-constrained	10 C.F.R. Appendix F1, except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted	Seasonal energy efficiency ratio $2 \geq 13.4$ Heating seasonal performance factor 2 (Region V) ≥ 5.3	On or after January 1, 2025
7	Single package central heat pumps that are space-constrained	10 C.F.R. Appendix F1, except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted	Seasonal energy efficiency ratio $2 \geq 13.9$ Heating seasonal performance factor 2 (Region V) ≥ 5.3	On or after January 1, 2025

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
2	Thermopompes centrales monobloc murales	CSA C656-05	Rendement énergétique saisonnier $\geq 12,0$ Coefficient de performance en période de chauffe (région V) $\geq 6,4$	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
3	Thermopompes centrales monobloc à grand débit et à petits conduits	CSA C656-14	Rendement énergétique saisonnier $\geq 12,0$ Coefficient de performance en période de chauffe (région V) $\geq 6,3$	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2023
4	Thermopompes centrales monobloc, autres que celles à espace restreint	CSA C656-14	Rendement énergétique saisonnier $\geq 14,0$ Coefficient de performance en période de chauffe (région V) $\geq 7,0$	Le 1 ^{er} janvier 2023 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
5	Thermopompes centrales monobloc à espace restreint	CSA C656-14	Rendement énergétique saisonnier $\geq 12,0$ Coefficient de performance en période de chauffe (région V) $\geq 6,4$	Le 1 ^{er} janvier 2023 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
6	Thermopompes centrales monobloc, autres que celles à espace restreint	Appendice F1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire	Rendement énergétique saisonnier $2 \geq 13,4$ Coefficient de performance en période de chauffe 2 (région V) $\geq 5,3$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
7	Thermopompes centrales monobloc à espace restreint	Appendice F1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire	Rendement énergétique saisonnier $\geq 13,9$ Coefficient de performance en période de chauffe 2 (région V) $\geq 5,3$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025

32 (1) The portion of item 5 of the table to section 206 of the Regulations in column 3 is replaced by the following:

Item	Column 3 Information
5	(a) type; (b) cooling capacity in kW (Btu/h); (c) heating capacity at 8.3°C (47°F) in kW (Btu/h); (d) seasonal energy efficiency ratio 2; (e) information that indicates whether the results from the very low temperature heating test (H4) were included in the calculation of the heating seasonal performance factor 2 for Region V; (f) heating seasonal performance factor 2 for Region V; (g) heating capacity at -15°C (5°F) in kW (Btu/h), if the very low temperature heating test (H4) was conducted; (h) coefficient of performance at -15°C (5°F), if the very low temperature heating test (H4) was conducted; (i) off mode power consumption, in watts; and (j) phase of electric current.

(2) The portion of item 6 of the table to section 206 of the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Item	Column 2 Testing Standard
6	10 C.F.R. Appendix M1 except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted for information set out in paragraphs (b) to (h)

(3) The portion of item 7 of the table to section 206 of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

Item	Column 1 Energy-using Product
7	Single package central heat pumps that are three-phase and manufactured on or after January 1, 2023 and before January 1, 2025

32 (1) Le passage de l'article 5 du tableau de l'article 206 du même règlement figurant dans la colonne 3 est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 3 Renseignements
5	a) type; b) puissance frigorifique, en kW (Btu/h); c) puissance calorifique à 8,3 °C (47 °F), en kW (Btu/h); d) rendement énergétique saisonnier 2; e) indication selon laquelle le résultat du test de chauffage à très basse température (H4) a été inclus ou non dans le calcul du coefficient de performance en période de chauffe 2 pour la région V; f) coefficient de performance en période de chauffe 2 pour la région V; g) puissance calorifique à -15 °C (5 °F), en kW (Btu/h), si le test de chauffage à très basse température (H4) a été effectué; h) coefficient de performance à -15 °C (5 °F), si le test de chauffage à très basse température (H4) a été effectué; i) consommation d'énergie en mode arrêt, en watts; j) phase de courant électrique.

(2) Le passage de l'article 6 du tableau de l'article 206 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 2 Norme de mise à l'essai
6	Appendice M1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire pour les renseignements visés aux alinéas b) à h)

(3) Le passage de l'article 7 du tableau de l'article 206 du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie
7	Thermopompes centrales monobloc triphasées fabriquées le 1 ^{er} janvier 2023 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(4) The table to section 206 of the Regulations is amended by adding the following after item 7:

(4) Le tableau de l'article 206 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 7, de ce qui suit :

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Information
8	Single package central heat pumps that are three-phase and manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix F1, except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted for information set out in paragraphs (b) to (g)	(a) type; (b) cooling capacity in kW (Btu/h); (c) heating capacity at 8.3°C (47°F) in kW (Btu/h); (d) seasonal energy efficiency ratio 2; (e) heating seasonal performance factor 2 for region V; (f) heating capacity at -15°C (5°F) in kW (Btu/h); (g) coefficient of performance at -15°C (5°F); and (h) phase of electric current.

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Renseignements
8	Thermopompes centrales monobloc triphasées fabriquées le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cette date	Appendice F1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire pour les renseignements visés aux alinéas b) à g)	a) type; b) puissance frigorifique, en kW (Btu/h); c) puissance calorifique à 8,3 °C (47 °F), en kW (Btu/h); d) rendement énergétique saisonnier 2; e) coefficient de performance en période de chauffe 2 pour la région V; f) puissance calorifique à -15 °C (5 °F), en kW (Btu/h); g) coefficient de performance à -15 °C (5 °F); h) phase de courant électrique.

33 (1) The Regulations are amended by adding the following after section 206:

33 (1) Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 206, de ce qui suit :

Transitional provision — early compliance

Disposition transitoire — conformité anticipée

206.1 A single package central heat pump that satisfies the requirements sections 205 and 206 of the new Regulations is deemed to satisfy the requirements of sections 205 and 206.

206.1 Les thermopompes centrales monobloc qui satisfont aux exigences prévues aux articles 205 et 206 du nouveau règlement sont réputés satisfaire aux exigences prévues aux articles 205 et 206 du présent règlement.

(2) Section 206.1 of the Regulations is repealed.

(2) L'article 206.1 du même règlement est abrogé.

34 Table 2 to section 213 of the Regulations is replaced by the following:

34 Le tableau 2 de l'article 213 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

TABLE 2

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
1	Split system central heat pumps, other than those that are small-duct and high-velocity	CSA C656-14	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 14.0 Heating seasonal performance factor (Region V) ≥ 7.1	On or after December 31, 1998 and before January 1, 2025

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Energy Efficiency Standard	Period of Manufacture
2	Split system central heat pumps that are small-duct and high-velocity	CSA C656-14	Seasonal energy efficiency ratio ≥ 12.0 Heating seasonal performance factor (Region V) ≥ 6.3	On or after December 31, 1998 and before January 1, 2025
3	Split system central heat pumps, other than those that are space-constrained or small-duct and high-velocity	10 C.F.R. Appendix F1, except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted	Seasonal energy efficiency ratio 2 ≥ 14.3 Heating seasonal performance factor 2 (Region V) ≥ 6.0	On or after January 1, 2025
4	Split system central heat pumps that are space-constrained	10 C.F.R. Appendix F1, except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted	Seasonal energy efficiency ratio 2 ≥ 13.9 Heating seasonal performance factor 2 (Region V) ≥ 5.6	On or after January 1, 2025
5	Split system central heat pumps that are small-duct and high-velocity	10 C.F.R. Appendix F1, except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted	Seasonal energy efficiency ratio 2 ≥ 14.0 Heating seasonal performance factor 2 (Region V) ≥ 5.5	On or after January 1, 2025

TABLEAU 2

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
1	Thermopompes centrales bibloc, autres que celles à grand débit et à petits conduits	CSA C656-14	Rendement énergétique saisonnier $\geq 14,0$ Coefficient de performance en période de chauffe (région V) $\geq 7,1$	Le 31 décembre 1998 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
2	Thermopompes centrales bibloc à grand débit et à petits conduits	CSA C656-14	Rendement énergétique saisonnier $\geq 12,0$ Coefficient de performance en période de chauffe (région V) $\geq 6,3$	Le 31 décembre 1998 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
3	Thermopompes centrales bibloc, autres que celles à espace restreint ou à grand débit et à petits conduits	Appendice F1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire	Rendement énergétique saisonnier 2 $\geq 14,3$ Coefficient de performance en période de chauffe 2 (région V) $\geq 6,0$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
4	Thermopompes centrales bibloc à espace restreint	Appendice F1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire	Rendement énergétique saisonnier 2 $\geq 13,9$ Coefficient de performance en période de chauffe 2 (région V) $\geq 5,6$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
5	Thermopompes centrales bibloc à grand débit et à petits conduits	Appendice F1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire	Rendement énergétique saisonnier 2 $\geq 14,0$ Coefficient de performance en période de chauffe 2 (région V) $\geq 5,5$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025

35 (1) The portion of item 2 of the table to section 214 of the Regulations in column 3 is replaced by the following:

Column 3	
Item	Information
2	(a) type; (b) cooling capacity in kW (Btu/h); (c) heating capacity at 8.3°C (47°F) in kW (Btu/h); (d) seasonal energy efficiency ratio 2; (e) information that indicates whether the results from the very low temperature heating test (H4) were included in the calculation of the heating seasonal performance factor 2 for Region V; (f) heating seasonal performance factor 2 for Region V; (g) heating capacity at -15°C (5°F) in kW (Btu/h), if the very low temperature heating test (H4) was conducted; (h) coefficient of performance at -15°C (5°F), if the very low temperature heating test (H4) was conducted; (i) off mode power consumption, in watts; and (j) phase of electric current.

(2) The portion of item 3 of the table to section 214 of the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Testing Standard
3	10 C.F.R. Appendix M1 except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted for information set out in paragraphs (b) to (h)

(3) Item 4 of the table to section 214 of the Regulations is replaced by the following:

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Information
4	Split system central heat pumps that are three-phase and manufactured on or after December 31, 1998 and before January 1, 2025	CSA C656-14 for information set out in paragraphs (a) to (e)	(a) product classification set out in column II of Table 1 to CSA C656-14; (b) cooling capacity in kW (Btu/h); (c) heating capacity in kW (Btu/h); (d) seasonal energy efficiency ratio; (e) heating seasonal performance factor and the region for the factor; and (f) phase of electric current.

35 (1) Le passage de l'article 2 du tableau de l'article 214 du même règlement figurant dans la colonne 3 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 3	
Article	Renseignements
2	a) type; b) puissance frigorifique, en kW (Btu/h); c) puissance calorifique à 8,3 °C (47 °F), en kW (Btu/h); d) rendement énergétique saisonnier 2; e) indication selon laquelle le résultat du test de chauffage à très basse température (H4) a été inclus ou non dans le calcul du coefficient de performance en période de chauffe 2 pour la région V; f) coefficient de performance en période de chauffe 2 pour la région V; g) puissance calorifique à -15 °C (5 °F), en kW (Btu/h), si le test de chauffage à très basse température (H4) a été effectué; h) coefficient de performance à -15 °C (5 °F), si le test de chauffage à très basse température (H4) a été effectué; i) consommation d'énergie en mode arrêt, en watts; j) phase de courant électrique.

(2) Le passage de l'article 3 du tableau de l'article 214 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Norme de mise à l'essai
3	Appendice M1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire pour les renseignements visés aux alinéas b) à h)

(3) L'article 4 du tableau de l'article 214 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
5	Split system central heat pumps that are three-phase and manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix F1 except that the very low temperature heating test (H4) must be conducted for information set out in paragraphs (b) to (g)	(a) type (b) cooling capacity in kW (Btu/h); (c) heating capacity at 8.3°C (47°F) in kW (Btu/h); (d) seasonal energy efficiency ratio 2; (e) heating seasonal performance factor 2 for region V; (f) heating capacity at -15°C (5°F) in kW (Btu/h); (g) coefficient of performance at -15°C (5°F); and (h) phase of electric current.

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
4	Thermopompes centrales bibloc triphasées fabriquées le 31 décembre 1998 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025	CSA C656-14 pour les renseignements visés aux alinéas a) à e)	a) classification du matériel indiquée à la colonne II du tableau 1 de la norme CSA C656-14; b) puissance frigorifique, en kW (Btu/h); c) puissance calorifique, en kW (Btu/h); d) rendement énergétique saisonnier; e) coefficient de performance en période de chauffe et région du coefficient; f) phase de courant électrique.
5	Thermopompes centrales bibloc triphasées fabriquées le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cette date	Appendice F1 10 C.F.R., le test de chauffage à très basse température (H4) étant toutefois obligatoire pour les renseignements visés aux alinéas b) à g)	a) type; b) puissance frigorifique, en kW (Btu/h); c) puissance calorifique à 8,3°C (47 °F), en kW (Btu/h); d) rendement énergétique saisonnier 2; e) coefficient de performance en période de chauffe 2 pour la région V; f) puissance calorifique à -15 °C (5 °F), en kW (Btu/h); g) coefficient de performance à -15 °C (5 °F); h) phase de courant électrique.

36 (1) The Regulations are amended by adding the following after section 214:

Transitional provision — early compliance

214.1 A split system central heat pump that satisfies the requirements of sections 213 and 214 of the new Regulations is deemed to satisfy the requirements of sections 213 and 214.

(2) Section 214.1 of the Regulations is repealed.

37 Section 257 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

space-constrained, with respect to a gas furnace, means one that

- (a) uses single-phase electric current; and

36 (1) Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 214, de ce qui suit :

Disposition transitoire — conformité anticipée

214.1 Les thermopompes centrales bibloc qui satisfont aux exigences prévues aux articles 213 et 214 du nouveau règlement sont réputés satisfaire aux exigences prévues aux articles 213 et 214 du présent règlement.

(2) L'article 214.1 du même règlement est abrogé.

37 L'article 257 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

à espace restreint Se dit du générateur d'air chaud à gaz qui, à la fois :

- a) fonctionne au courant monophasé;

(b) has an outdoor or indoor unit

(i) that has either an overall displacement that is — or two or more overall exterior dimensions that are — substantially smaller than those of other units of a similar heating capacity that are usually installed in single-family homes, and

(ii) with respect to which an increase in the overall displacement or two or more overall exterior dimensions would result in a considerable increase in the usual cost of installation or in a significant loss in the utility of the product to the consumer. (*à espace restreint*)

b) a une unité intérieure ou extérieure dont le déplacement global ou au moins deux dimensions extérieures hors tout :

(i) d’une part, sont substantiellement inférieurs à ceux d’autres appareils d’une puissance calorifique semblable qui sont habituellement installés dans des maisons unifamiliales,

(ii) d’autre part, entraîneraient, s’ils étaient augmentés, une hausse considérable, pour le consommateur, du coût habituel d’installation ou une perte significative de l’utilité du matériel. (*space-constrained*)

38 Item 5.1 of the table to section 259 of the Regulations is replaced by the following:

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Energy Efficiency Standard	Period of Manufacture
5.1	Gas furnaces, other than gas furnaces for relocatable buildings or a replacement non-condensing gas furnace, that are space-constrained, have an input rate of ≤ 65.92 kW (225,000 Btu/h) and have an integrated cooling component	CSA P.2 for annual fuel utilization efficiency	Annual fuel utilization efficiency ≥ 90%	On or after January 1, 2024

38 L’article 5.1 du tableau de l’article 259 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d’énergie	Norme de mise à l’essai	Norme d’efficacité énergétique	Période de fabrication
5.1	Générateurs d’air chaud à gaz à espace restreint, autres que les générateurs d’air chaud à gaz pour bâtiments relocalisables ou les générateurs d’air chaud à gaz sans condensation de remplacement, qui ont un débit calorifique ≤ 65,92 kW (225 000 Btu/h) et sont munis d’un composant de refroidissement intégré	CSA P.2 pour l’efficacité de l’utilisation annuelle de combustible	Efficacité de l’utilisation annuelle de combustible ≥ 90 %	À partir du 1 ^{er} janvier 2024

39 (1) Item 2.3 of the table to section 260 of the Regulations is replaced by the following:

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
2.3	Gas furnaces, other than gas furnaces for relocatable buildings or replacement non-condensing gas furnaces, that are space-constrained, have an input rate of ≤ 65.92 kW (225,000 Btu/h), that have an integrated cooling component and that are manufactured on or after January 1, 2024	CSA P.2 for information set out in paragraphs (a) to (c)	(a) maximum heat input and output nominal capacities, in kW (Btu/h); (b) annual fuel utilization efficiency; (c) type of fuel used; and (d) type of blower fan motor, namely brushless permanent magnet, permanent split-capacitor or other.

39 (1) L’article 2.3 du tableau de l’article 260 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
2.3	Générateurs d'air chaud à gaz à espace restreint, autres que les générateurs d'air chaud à gaz pour bâtiments relocalisables ou les générateurs d'air chaud à gaz sans condensation de remplacement, qui ont un débit calorifique ≤ 65,92 kW (225 000 Btu/h), sont munis d'un composant de refroidissement intégré et sont fabriqués le 1 ^{er} janvier 2024 ou après cette date	CSA P.2 pour les renseignements visés aux alinéas a) à c)	a) débits calorifiques entrant et sortant nominaux maximaux, en kW (Btu/h); b) efficacité de l'utilisation annuelle de combustible; c) type de combustible utilisé; d) type de moteur du ventilateur soufflant : à aimant permanent sans balais, à condensateur permanent ou autre.

(2) The table to section 260 of the Regulations is amended by adding the following after item 4:

(2) Le tableau de l'article 260 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 4, de ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
5	Gas furnaces for relocatable buildings manufactured on or after January 1, 2024	CSA P.2 for information set out in paragraphs (a) to (c) 10 C.F.R. Appendix AA for information set out in paragraphs (d) and (e)	(a) maximum heat input and output nominal capacities, in kW (Btu/h); (b) annual fuel utilization efficiency; (c) type of fuel used; (d) FER, expressed in W/472 L/s (W/1,000 ft ³ /min); and (e) product's maximum airflow (Q _{max}), expressed in L/s (ft ³ /min).
6	Replacement non-condensing gas furnaces manufactured on or after January 1, 2024	CSA P.2 for information set out in paragraphs (a) to (c) 10 C.F.R. Appendix AA for information set out in paragraphs (d) and (e)	(a) maximum heat input and output nominal capacities, in kW (Btu/h); (b) annual fuel utilization efficiency; (c) type of fuel used; (d) FER, expressed in W/472 L/s (W/1,000 ft ³ /min); and (e) product's maximum airflow (Q _{max}), expressed in L/s (ft ³ /min).

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
5	Générateurs d'air chaud à gaz pour bâtiments relocalisables fabriqués le 1 ^{er} janvier 2024 ou après cette date	CSA P.2 pour les renseignements visés aux alinéas a) à c) Appendice AA 10 C.F.R. pour les renseignements visés aux alinéas d) et e)	a) débits calorifiques entrant et sortant nominaux maximaux, en kW (Btu/h); b) efficacité de l'utilisation annuelle de combustible; c) type de combustible utilisé; d) FER, exprimé en W/472 L/s (W/1 000 pi ³ /min); e) débit d'air maximal du matériel (Q _{max}), exprimé en L/s (pi ³ /min).
6	Générateurs d'air chaud à gaz sans condensation de remplacement fabriqués le 1 ^{er} janvier 2024 ou après cette date	CSA P.2 pour les renseignements visés aux alinéas a) à c) Appendice AA 10 C.F.R. pour les renseignements visés aux alinéas d) et e)	a) débits calorifiques entrant et sortant nominaux maximaux, en kW (Btu/h); b) efficacité de l'utilisation annuelle de combustible; c) type de combustible utilisé; d) FER, exprimé en W/472 L/s (W/1 000 pi ³ /min); e) débit d'air maximal du matériel (Q _{max}), exprimé en L/s (pi ³ /min).

40 (1) The Regulations are amended by adding the following after section 260:

Transitional provision — early compliance

260.1 A gas furnace that satisfies the requirements of sections 259 and 260 of the new Regulations is deemed to satisfy the requirements of sections 259 and 260.

(2) Section 260.1 of the Regulations is repealed.

41 (1) The definition *first-hour rating* in section 369 of the Regulations is replaced by the following:

first-hour rating means, in respect of an electric water heater, gas-fired storage water heater or oil-fired water heater, the measure of the maximum volume of hot water that the water heater can supply within an hour that begins when the water in the water heater is fully heated. (*capacité de première heure*)

(2) Section 369 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

electric water heater means a stationary electric storage tank water heater that is intended for use on a pressurized water system and that has a V_r of at least 50 L (13.21 US gallons). (*chauffe-eau électrique*)

gas-fired instantaneous water heater means a flow-activated water heater that uses natural gas or propane for fuel, that has a V_r that is less than or equal to 38 L (10 US gallons) and that has an input rate to V_r ratio of not less than 309 W/L (4,000 Btu/h/US gallon). (*chauffe-eau instantané au gaz*)

gas-fired storage water heater means a stationary gas-heated water container that uses propane or natural gas for fuel and has a V_r of at least 76 L (20 US gallons). (*chauffe-eau à réservoir alimenté au gaz*)

oil-fired water heater means a water heater that uses oil for fuel and that has a V_r of at least 76 L (20 US gallons). (*chauffe-eau à mazout*)

10 C.F.R. Appendix E means Appendix E to Subpart B, Part 430 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, entitled *Uniform Test Method for Measuring the Energy Consumption of Water Heaters*, as amended from time to time. (*appendice E 10 C.F.R.*)

V_{eff} means the effective storage volume, expressed in litres, of a water heater's storage tank, as determined in accordance with 10 C.F.R. Appendix E. (V_{eff})

40 (1) Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 260, de ce qui suit :

Disposition transitoire — conformité anticipée

260.1 Les générateurs d'air chaud à gaz qui satisfont aux exigences prévues aux articles 259 et 260 du nouveau règlement sont réputés satisfaire aux exigences prévues aux articles 259 et 260 du présent règlement.

(2) L'article 260.1 du même règlement est abrogé.

41 (1) La définition de *capacité de première heure*, à l'article 369 du même règlement, est remplacée par ce qui suit :

capacité de première heure S'agissant d'un chauffe-eau électrique, d'un chauffe-eau à réservoir alimenté au gaz ou d'un chauffe-eau à mazout, mesure du volume maximal d'eau chaude qu'il peut fournir en une heure, à compter du moment où l'eau du chauffe-eau est complètement chauffée. (*first-hour rating*)

(2) L'article 369 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

appendice E 10 C.F.R. L'appendice E de la sous-partie B de la partie 430 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, intitulé *Uniform Test Method for Measuring the Energy Consumption of Water Heaters*, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. Appendix E*)

chauffe-eau à mazout Chauffe-eau qui utilise le mazout comme combustible et dont le V_r est d'au moins 76 L (20 gallons US). (*oil-fired water heater*)

chauffe-eau à réservoir alimenté au gaz Réservoir d'eau fixe chauffé au gaz qui utilise le propane ou le gaz naturel comme combustible et dont le V_r est d'au moins 76 L (20 gallons US). (*gas-fired storage water heater*)

chauffe-eau électrique Réservoir d'eau fixe chauffé à l'électricité qui est destiné à être raccordé à une alimentation d'eau sous pression et dont le V_r est d'au moins 50 L (13,21 gallons US). (*electric water heater*)

chauffe-eau instantané au gaz Chauffe-eau activé par débit qui utilise un combustible au propane ou au gaz naturel, dont le V_r est inférieur ou égal à 38 L (10 gallons US) et dont le rapport entre le débit calorifique et le V_r est d'au moins 309 watts par litre (4 000 Btu/h/gallon US). (*gas-fired instantaneous water heater*)

V_{eff} Le volume effectif, exprimé en litres, que peut contenir le réservoir d'un chauffe-eau, déterminé conformément à l'appendice E 10 C.F.R. (V_{eff})

(3) Section 369 of the Regulations is renumbered as subsection 369(1) and is amended by adding the following:

Interpretation — draw pattern

(2) In this Division, a reference to

(a) a “very-small-usage draw pattern” is to be read as a reference to the draw pattern set out in Table III.1 to section 5.5 of 10 C.F.R. Appendix E;

(b) a “low-usage draw pattern” is to be read as a reference to the draw pattern set out in Table III.2 to section 5.5 of 10 C.F.R. Appendix E;

(c) a “medium-usage draw pattern” is to be read as a reference to the draw pattern set out in Table III.3 to section 5.5 of 10 C.F.R. Appendix E; and

(d) a “high-usage draw pattern” is to be read as a reference to the draw pattern set out in Table III.4 to section 5.5 of 10 C.F.R. Appendix E.

42 The definition *electric water heater* in section 370 of the Regulations is repealed.

43 (1) Subsection 372(1) of the Regulations is replaced by the following:

Energy efficiency standards

372 (1) The energy efficiency standards set out in column 3 of the table to this section apply to an electric water heater described in column 1 that is manufactured during the periods set out in column 4.

(2) The table to section 372 of the Regulations is replaced by the following:

TABLE

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
1	Household electric water heaters that have a bottom inlet and a V_r of ≥ 50 L (13.2 US gallons) but ≤ 270 L (71.3 US gallons)	CSA C191-04	Standby loss, in W, $\leq 40 + 0.2 V_r$	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2025
2	Household electric water heaters that have a bottom inlet and a V_r of > 270 L (71.3 US gallons) but ≤ 454 L (120 US gallons)	CSA C191-04	Standby loss, in W, $\leq 0.472 V_r - 33.5$	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2025
3	Household electric water heaters that have a top inlet and a V_r of ≥ 50 L (13.2 US gallons) but ≤ 270 L (71.3 US gallons)	CSA C191-04	Standby loss, in W, $\leq 35 + 0.2 V_r$	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2025

(3) L'article 369 du même règlement devient le paragraphe 369(1) et est modifié par adjonction de ce qui suit :

Interprétation — profil de soutirage

(2) Dans la présente section :

a) la mention « profil de soutirage très faible » vaut mention du profil représenté dans le tableau III.1 de l'article 5.5 de l'appendice E 10 C.F.R.;

b) la mention « profil de soutirage faible » vaut mention du profil représenté dans le tableau III.2 de l'article 5.5 de l'appendice E 10 C.F.R.;

c) la mention « profil de soutirage moyen » vaut mention du profil représenté dans le tableau III.3 de l'article 5.5 de l'appendice E 10 C.F.R.;

d) la mention « profil de soutirage élevé » vaut mention du profil représenté dans le tableau III.4 de l'article 5.5 de l'appendice E 10 C.F.R.

42 La définition de *chauffe-eau électrique*, à l'article 370 du même règlement, est abrogée.

43 (1) Le paragraphe 372(1) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Normes d'efficacité énergétique

372 (1) Les normes d'efficacité énergétique prévues à la colonne 3 du tableau du présent article s'appliquent aux chauffe-eau électriques mentionnés à la colonne 1 qui sont fabriqués pendant les périodes prévues à la colonne 4.

(2) Le tableau de l'article 372 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
4	Household electric water heaters that have a top inlet and a V_r of > 270 L (71.3 US gallons) but \leq 454 L (120 US gallons)	CSA C191-04	Standby loss, in W, $\leq 0.472 V_r - 38.5$	On or after February 3, 1995 and before January 1, 2025
5	Household electric water heaters that have a V_{eff} of \geq 50 L (13.2 US gallons) but \leq 208 L (55 US gallons)	10 C.F.R. Appendix E	Must have at least one of the following: (a) uniform energy factor of $\geq 0.8808 - 0.000211 V_{\text{eff}}$ if draw pattern is very-small-usage; (b) uniform energy factor of $\geq 0.9254 - 0.000079 V_{\text{eff}}$ if draw pattern is low-usage; (c) uniform energy factor $\geq 0.9307 - 0.000053 V_{\text{eff}}$ if draw pattern is medium-usage; (d) uniform energy factor $\geq 0.9349 - 0.000026 V_{\text{eff}}$ if a draw pattern is high-usage.	On or after January 1, 2025
6	Household electric water heaters that have a V_{eff} of > 208 L (55 US gallons) but \leq 454 L (120 US gallons)	10 C.F.R. Appendix E	Uniform energy factor $\geq 0.9349 - 0.000026 V_{\text{eff}}$	On or after January 1, 2025
7	Commercial electric water heaters	10 C.F.R. Appendix B	Standby loss, in %/hr $\leq 0.3 + 102.2/V_s$	On or after January 1, 2020

TABLEAU

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Norme d'efficacité énergétique	Colonne 4 Période de fabrication
1	Chauffe-eau électriques domestiques ayant un réservoir avec entrée inférieure et un $V_r \geq 50$ L (13,2 gallons US) mais ≤ 270 L (71,3 gallons US)	CSA C191-04	Perte thermique en mode attente, en W, $\leq 40 + 0,2 V_r$	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
2	Chauffe-eau électriques domestiques ayant un réservoir avec entrée inférieure et un $V_r > 270$ L (71,3 gallons US) mais ≤ 454 L (120 gallons US)	CSA C191-04	Perte thermique en mode attente, en W, $\leq 0,472 V_r - 33,5$	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
3	Chauffe-eau électriques domestiques ayant un réservoir avec entrée supérieure et un $V_r \geq 50$ L (13,2 gallons US) mais ≤ 270 L (71,3 gallons US)	CSA C191-04	Perte thermique en mode attente, en W, $\leq 35 + 0,2 V_r$	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
4	Chauffe-eau électriques domestiques ayant un réservoir avec entrée supérieure et un $V_r > 270$ L (71,3 gallons US) mais ≤ 454 L (120 gallons US)	CSA C191-04	Perte thermique en mode attente, en W, $\leq 0,472 V_r - 38,5$	Le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
5	Chauffe-eau électriques domestiques avec un $V_{eff} \geq 50$ L (13,2 gallons US) mais ≤ 208 L (55 gallons US)	Appendice E 10 C.F.R.	Satisfait à au moins une des normes suivantes : a) facteur énergétique uniforme $\geq 0,8808 - 0,000211 V_{eff}$ pour profil de soutirage très faible; b) facteur énergétique uniforme $\geq 0,9254 - 0,000079 V_{eff}$ pour profil de soutirage faible; c) facteur énergétique uniforme $\geq 0,9307 - 0,000053 V_{eff}$ pour profil de soutirage moyen; d) facteur énergétique uniforme $\geq 0,9349 - 0,000026 V_{eff}$ pour profil de soutirage élevé.	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
6	Chauffe-eau électriques domestiques avec un $V_{eff} > 208$ L (55 gallons US) mais ≤ 454 L (120 gallons US)	Appendice E 10 C.F.R.	Facteur énergétique uniforme $\geq 0,9349 - 0,000026 V_{eff}$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
7	Chauffe-eau électriques commerciaux	Appendice B 10 C.F.R.	Perte thermique en mode attente, en %/h, $\leq 0,3 + 102,2/V_s$	À partir du 1 ^{er} janvier 2020

44 (1) The portion of item 1 of the table to section 373 of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

Column 1	
Item	Energy-using Product
1	Household electric water heaters manufactured on or after February 3, 1995 and before January 1, 2025

(2) The table to section 373 of the Regulations is amended by adding the following after item 1:

Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard
1.1	Household electric water heaters that are manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix E

44 (1) Le passage de l'article 1 du tableau de l'article 373 du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 1	
Article	Matériel consommateur d'énergie
1	Chauffe-eau électriques domestiques fabriqués le 3 février 1995 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(2) Le tableau de l'article 373 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 1, de ce qui suit :

Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard
1.1	Household electric water heaters that are manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix E

(a) input rate, in kW (Btu/h);
 (b) annual energy consumption in kWh;
 (c) first-hour rating, in L;
 (d) V_r ;
 (e) V_{eff} ; and
 (f) uniform energy factor.

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
1.1	Chauffe-eau électriques domestiques fabriqués le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cet27te date	Appendice E 10 C.F.R.	a) débit calorifique, en kW (Btu/h); b) consommation annuelle d'énergie, en kWh; c) capacité de première heure, en L; d) V_r ; e) V_{eff} ; f) facteur énergétique uniforme.

45 (1) The Regulations are amended by adding the following after section 373:

Transitional provision — early compliance

373.1 An electric water heater that is manufactured on or after January 1, 2025 and that satisfies the requirements of the new Regulations is deemed to satisfy the requirements of these Regulations.

(2) Section 373.1 of the Regulations is replaced by the following:

Former regulations apply

373.1 An electric water heater that is manufactured on or after January 1, 2025 and before January 1, 2027 and that satisfies the requirements of the former Regulations is deemed to satisfy the requirements of these Regulations.

46 The definition *gas-fired storage water heater* in section 374 of the Regulations is repealed.

47 (1) The portion of items 3 to 6 of Table 1 to section 376 of the Regulations in column 4 is replaced by the following:

Column 4	
Item	Period of Manufacture
3	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2025
4	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2025
5	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2025
6	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2025

45 (1) Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 373, de ce qui suit :

Disposition transitoire — conformité anticipée

373.1 Le chauffe-eau électrique qui satisfait aux exigences du nouveau règlement et qui est fabriqué le 1^{er} janvier 2025 ou après cette date est réputé satisfaire aux exigences prévues par le présent règlement.

(2) L'article 373.1 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Règlement antérieur

373.1 Le chauffe-eau électrique qui satisfait aux exigences du règlement antérieur et qui est fabriqué le 1^{er} janvier 2025 ou après cette date, mais avant le 1^{er} janvier 2027, est réputé satisfaire aux exigences prévues par le présent règlement.

46 La définition de *chauffe-eau à réservoir alimenté au gaz*, à l'article 374 du même règlement, est abrogée.

47 (1) Le passage des articles 3 à 6 du tableau 1 de l'article 376 du même règlement figurant dans la colonne 4 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 4	
Article	Période de fabrication
3	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
4	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
5	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
6	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(2) Table 1 to section 376 of the Regulations is amended by adding the following after item 6:

(2) Le tableau 1 de l'article 376 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 6, de ce qui suit :

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
7	Household gas-fired storage water heaters	10 C.F.R. Appendix E	Must have at least one of the following: (a) uniform energy factor of $\geq 0.3456 - 0.00053 V_{eff}$ if draw pattern is very-small-usage; (b) uniform energy factor of $\geq 0.5982 - 0.00050 V_{eff}$ if draw pattern is low-usage; (c) uniform energy factor of $\geq 0.6483 - 0.00045 V_{eff}$ if draw pattern is medium-usage; (d) uniform energy factor of $\geq 0.692 - 0.00034 V_{eff}$ if draw pattern is high-usage.	On or after January 1, 2025

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Norme d'efficacité énergétique	Colonne 4 Période de fabrication
7	Chauffe-eau à réservoir alimentés au gaz domestiques	Appendice E 10 C.F.R.	Satisfait à au moins une des normes suivantes : a) facteur énergétique uniforme $\geq 0,3456 - 0,00053 V_{eff}$ pour profil de soutirage très faible; b) facteur énergétique uniforme $\geq 0,5982 - 0,00050 V_{eff}$ pour profil de soutirage faible; c) facteur énergétique uniforme $\geq 0,6483 - 0,00045 V_{eff}$ pour profil de soutirage moyen; d) facteur énergétique uniforme $\geq 0,692 - 0,00034 V_{eff}$ pour profil de soutirage élevé.	À partir du 1 ^{er} janvier 2025

48 (1) The portion of item 1 of the table to section 377 of the Regulations in column 3 is replaced by the following:

48 (1) Le passage de l'article 1 du tableau de l'article 377 du même règlement figurant dans la colonne 3 est remplacé par ce qui suit :

Item	Column 3 Information
1	(a) Input rate, in kW (Btu/h); (b) recovery efficiency; (c) type of fuel used; (d) annual energy consumption, in kJ (Btu); (e) first-hour rating, in L; (f) V_r ; and (g) energy factor.

Article	Colonne 3 Renseignements
1	a) débit calorifique, en kW (Btu/h); b) rendement de rétablissement; c) type de combustible utilisé; d) consommation annuelle d'énergie, en kJ (Btu); e) capacité de première heure, en L; f) V_r ; g) facteur énergétique.

(2) The portion of item 2 of the table to section 377 of the Regulations in columns 1 and 3 is replaced by the following:

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 3 Information
2	Household gas-fired storage water heaters that are manufactured on or after January 1, 2018 and before January 1, 2025	(a) input rate, in kW (Btu/h); (b) recovery efficiency; (c) type of fuel used; (d) annual energy consumption, in kJ (Btu); (e) first-hour rating, in L; (f) V_r ; (g) energy factor, if a certification body has verified that the product is in compliance with the energy efficiency standard set out in any of paragraphs 3(a), 4(a), 5(a) and 6(a) of Table 1 to section 376; and (h) uniform energy factor and V_s , if a certification body has verified that the product is in compliance with the energy efficiency standard set out in any of paragraphs 3(b), 4(b), 5(b) and 6(b) of Table 1 to section 376.

(2) Le passage de l'article 2 du tableau de l'article 377 du même règlement figurant dans les colonnes 1 et 3 est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 3 Renseignements
2	Chauffe-eau à réservoir alimentés au gaz domestiques fabriqués le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025	a) débit calorifique, en kW (Btu/h); b) rendement de rétablissement; c) type de combustible utilisé; d) consommation annuelle d'énergie, en kJ (Btu); e) capacité de première heure, en L; f) V_r ; g) facteur énergétique, si un organisme de certification a vérifié la conformité de l'efficacité énergétique du matériel à la norme d'efficacité énergétique prévue à l'un des alinéas 3a), 4a), 5a) et 6a) du tableau 1 de l'article 376; h) V_s et facteur énergétique uniforme, si un organisme de certification a vérifié la conformité de l'efficacité énergétique du matériel à la norme d'efficacité énergétique prévue à l'un des alinéas 3b), 4b), 5b) et 6b) du tableau 1 de l'article 376.

(3) The table to section 377 of the Regulations is amended by adding the following after item 2:

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Information
2.1	Household gas-fired storage water heaters that are manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix E	(a) V_r ; (b) V_{eff} ; (c) type of fuel used; (d) input rate, in kW (Btu/h); (e) recovery efficiency; (f) annual energy consumption, in kJ (Btu); (g) first-hour rating, in L; and (h) uniform energy factor.

(3) Le tableau de l'article 377 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 2, de ce qui suit :

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Renseignements
2.1	Chauffe-eau à réservoir alimentés au gaz domestiques fabriqués le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cette date	Appendice E 10 C.F.R.	a) V_r ; b) V_{effr} ; c) type de combustible utilisé; d) débit calorifique, en kW (Btu/h); e) rendement de rétablissement; f) consommation annuelle d'énergie, en kJ (Btu); g) capacité de première heure, en L; h) facteur énergétique uniforme.

49 The definition *oil-fired water heater* in section 378 of the Regulations is repealed.

49 La définition de *chauffe-eau à mazout*, à l'article 378 du même règlement, est abrogée.

50 (1) The portion of items 3 to 6 of Table 1 to section 380 of the Regulations in column 4 is replaced by the following:

50 (1) Le passage des articles 3 à 6 du tableau 1 de l'article 380 du même règlement figurant dans la colonne 4 est remplacé par ce qui suit :

Column 4	
Item	Period of Manufacture
3	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2025
4	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2025
5	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2025
6	On or after January 1, 2018 and before January 1, 2025

Colonne 4	
Article	Période de fabrication
3	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
4	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
5	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
6	Le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(2) Table 1 to section 380 of the Regulations is amended by adding the following after item 6:

(2) Le tableau 1 de l'article 380 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 6, de ce qui suit :

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard	Column 4 Period of Manufacture
7	Household oil-fired water heaters	10 C.F.R. Appendix E	Must have at least one of the following: (a) uniform energy factor of $\geq 0.2509 - 0.00032 V_{effr}$ if draw pattern is very-small-usage draw pattern; (b) uniform energy factor $\geq 0.5330 - 0.00042 V_{effr}$ if draw pattern is low-usage; (c) uniform energy factor $\geq 0.6078 - 0.00042 V_{effr}$ if draw pattern is medium-usage; (d) uniform energy factor $\geq 0.6815 - 0.00037 V_{effr}$ if draw pattern is high-usage.	On or after January 1, 2025

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Norme d'efficacité énergétique	Colonne 4 Période de fabrication
7	Chauffe-eau à mazout domestiques	Appendice E 10 C.F.R.	Satisfait à au moins une des normes suivantes : a) facteur énergétique uniforme $\geq 0,2509 - 0,00032 V_{eff}$ pour profil de soutirage très faible; b) facteur énergétique uniforme $\geq 0,5330 - 0,00042 V_{eff}$ pour profil de soutirage faible; c) facteur énergétique uniforme $\geq 0,6078 - 0,00042 V_{eff}$ pour profil de soutirage moyen; d) facteur énergétique uniforme $\geq 0,6815 - 0,00037 V_{eff}$ pour profil de soutirage élevé.	À partir du 1 ^{er} janvier 2025

51 (1) The portion of item 1 of the table to section 381 of the Regulations in column 3 is replaced by the following:

Item	Column 3 Information
1	(a) input rate, in kW (Btu/h); (b) recovery efficiency; (c) annual energy consumption, in kJ (Btu); (d) first-hour rating, in L; (e) V_{r_i} ; and (f) energy factor.

51 (1) Le passage de l'article 1 du tableau de l'article 381 du même règlement figurant dans la colonne 3 est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 3 Renseignements
1	a) débit calorifique, en kW (Btu/h); b) rendement de rétablissement; c) consommation annuelle d'énergie, en kJ (Btu); d) capacité de première heure, en litres; e) V_{r_i} ; f) facteur énergétique.

(2) Item 2 of the table to section 381 of the Regulations is replaced by the following:

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Information
2	Household oil-fired water heaters that are manufactured on or after January 1, 2018 and before January 1, 2025	CSA B211-00, if a certification body has verified that product is in compliance with energy efficiency standard set out in any of paragraphs 3(a), 4(a), 5(a) and 6(a) of Table 1 to section 380 CSA P.3-15, if a certification body has verified that product is in compliance with energy efficiency standard set out in any of paragraphs 3(b), 4(b), 5(b) and 6(b) of Table 1 to section 380.	(a) input rate, kW (Btu/h); (b) recovery efficiency; (c) annual energy consumption, in kJ (Btu); (d) first-hour rating, in L; (e) V_{r_i} ; (f) energy factor; and (g) uniform energy factor and V_{sr} , if a certification body has verified that product is in compliance with energy efficiency standard set out in any of paragraphs 3(b), 4(b), 5(b) and 6(b) of Table 1 to section 380.

(2) L'article 2 du tableau de l'article 381 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
2.1	Household oil-fired water heaters that are manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix E	(a) V_r ; (b) V_{eff} ; (c) input rate, in kW (Btu/h); (d) recovery efficiency; (e) annual energy consumption, in kJ (Btu); (f) first-hour rating, in L; and (g) uniform energy factor.

Article	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignements
2	Chauffe-eau à mazout domestiques fabriqués le 1 ^{er} janvier 2018 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025	CSA B211-00, si un organisme de certification a vérifié la conformité du matériel à la norme d'efficacité énergétique prévue à l'un des alinéas 3a), 4a), 5a) et 6a) du tableau 1 de l'article 380 CSA P.3-15, si un organisme de certification a vérifié la conformité du matériel à la norme d'efficacité énergétique prévue à l'un des alinéas 3b), 4b), 5b) et 6b) du tableau 1 de l'article 380	a) débit calorifique, en kW (Btu/h); b) rendement de rétablissement; c) consommation annuelle d'énergie, en kJ (Btu); d) capacité de première heure, en litres; e) V_r ; f) facteur énergétique; g) V_s et facteur énergétique uniforme, si un organisme de certification a vérifié la conformité du matériel à la norme d'efficacité énergétique prévue à l'un des alinéas 3b), 4b), 5b) et 6b) du tableau 1 de l'article 380.
2.1	Chauffe-eau à mazout domestiques fabriqués le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cette date	Appendice E 10 C.F.R.	a) V_r ; (b) V_{eff} ; (c) débit calorifique, en kW (Btu/h); (d) rendement de rétablissement; (e) consommation annuelle d'énergie, en kJ (Btu); (f) capacité de première heure, en L; (g) facteur énergétique uniforme.

52 The definition *gas-fired instantaneous water heater* in section 382 of the Regulations is repealed.

52 La définition de *chauffe-eau instantané au gaz*, à l'article 382 du même règlement, est abrogée.

53 The table to section 385 of the Regulations is replaced by the following:

53 Le tableau de l'article 385 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

TABLE

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Energy Efficiency Standard	Manufacturing Period
1	Household gas-fired instantaneous water heaters that have a maximum flow rate of < 6.4 L/min	CSA P.3-15	Uniform energy factor ≥ 0.86	On or after January 1, 2020 and before January 1, 2025

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Energy Efficiency Standard	Manufacturing Period
2	Household gas-fired instantaneous water heaters that have a maximum flow rate of ≥ 6.4 L/min	CSA P.3-15	Uniform energy factor ≥ 0.87	On or after January 1, 2020 and before January 1, 2025
3	Household gas-fired instantaneous water heaters that have a maximum flow rate of < 6.4 L/min	10 C.F.R. Appendix E	Uniform energy factor ≥ 0.86	On or after January 1, 2025
4	Household gas-fired instantaneous water heaters that have a maximum flow rate of ≥ 6.4 L/min	10 C.F.R. Appendix E	Uniform energy factor ≥ 0.87	On or after January 1, 2025
5	Commercial gas-fired instantaneous water heaters	10 C.F.R. Appendix C	Thermal efficiency $\geq 94\%$	On or after July 1, 2023

TABLEAU

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Norme d'efficacité énergétique	Période de fabrication
1	Chauffe-eau instantanés au gaz domestiques dont le débit maximal est $< 6,4$ L/min	CSA P.3-15	Facteur énergétique uniforme $\geq 0,86$	Le 1 ^{er} janvier 2020 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
2	Chauffe-eau instantanés au gaz domestiques dont le débit maximal est $\geq 6,4$ L/min	CSA P.3-15	Facteur énergétique uniforme $\geq 0,87$	Le 1 ^{er} janvier 2020 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025
3	Chauffe-eau instantanés au gaz domestiques dont le débit maximal est $< 6,4$ L/min	Appendice E 10 C.F.R.	Facteur énergétique uniforme $\geq 0,86$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
4	Chauffe-eau instantanés au gaz domestiques dont le débit maximal est $\geq 6,4$ L/min	Appendice E 10 C.F.R.	Facteur énergétique uniforme $\geq 0,87$	À partir du 1 ^{er} janvier 2025
5	Chauffe-eau instantanés au gaz commerciaux	Appendice C 10 C.F.R.	Rendement thermique $\geq 94\%$	À partir du 1 ^{er} juillet 2023

54 (1) The portion of item 1 of the table to section 386 of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

	Column 1
Item	Energy-using Product
1	Household gas-fired instantaneous water heaters manufactured on or after January 1, 2020 and before January 1, 2025

54 (1) Le passage de l'article 1 du tableau de l'article 386 du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1
Article	Matériel consommateur d'énergie
1	Chauffe-eau instantanés au gaz domestiques fabriqués le 1 ^{er} janvier 2020 ou après cette date, mais avant le 1 ^{er} janvier 2025

(2) The table to section 386 of the Regulations is amended by adding the following after item 1:

(2) Le tableau de l'article 386 du même règlement est modifié par adjonction, après l'article 1, de ce qui suit :

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Energy-using Product	Testing Standard	Information
1.1	Household gas-fired instantaneous water heaters manufactured on or after January 1, 2025	10 C.F.R. Appendix E	(a) V_r ; (b) V_{eff} ; (c) type of fuel used; (d) input rate, in kW (Btu/h); (e) maximum flow rate; and (f) uniform energy factor.

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme de mise à l'essai	Renseignement
1.1	Chauffe-eau instantanés au gaz domestiques fabriqués le 1 ^{er} janvier 2025 ou après cette date	Appendice E 10 C.F.R.	a) V_r ; b) V_{eff} ; c) type de carburant utilisé; d) débit calorifique, en kW (Btu/h); e) rendement de rétablissement; f) facteur énergétique uniforme.

55 (1) The definitions *appliance lamp*, *coloured lamp*, *IES LM45*, *IES LM49*, *IES LM65*, *incandescent reflector lamp*, *infrared lamp*, *modified spectrum lamp*, *rough service lamp*, *shatter-resistant lamp*, *silver bowl lamp*, *submersible lamp* and *vibration service lamp* in section 424 of the Regulations are repealed.

55 (1) Les définitions de *IES LM45*, *IES LM49*, *IES LM65*, *lampe à calotte argentée*, *lampe à construction renforcée*, *lampe antivibrations*, *lampe à spectre modifié*, *lampe colorée*, *lampe infrarouge*, *lampe pour appareils domestiques*, *lampe-réflecteur à incandescence*, *lampe résistante à l'éclatement* et *lampe submersible*, à l'article 424 du même règlement, sont abrogées.

(2) The definitions *CIE 13.3*, *CIE 15* and *plant lamp* in section 424 of the Regulations are replaced by the following:

(2) Les définitions de *CIE 13.3*, *CIE 15* et *lampe pour horticulture*, à l'article 424 du même règlement, sont respectivement remplacées par ce qui suit :

CIE 13.3 means the CIE standard CIE 013.3-1995 entitled *Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources*. (*CIE 13.3*)

CIE 13.3 La norme CIE 013.3-1995 de la CIE intitulée *Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources*. (*CIE 13.3*)

CIE 15 means the CIE standard CIE 015:2004 entitled *Colorimetry*. (*CIE 15*)

CIE 15 La norme CIE 015:2004 de la CIE intitulée *Colorimetry*. (*CIE 15*)

plant lamp means a lamp that is designed and marketed for plant growing applications and emits its highest radiant power peaks in the range of 440 to 490 nm, 620 to 740 nm or both of these ranges of the electromagnetic spectrum. (*lampe pour horticulture*)

lampe pour horticulture Lampe qui est conçue et commercialisée pour être utilisée relativement à la culture des végétaux et dont les pics de puissance rayonnante les plus importants se situent dans les plages de 440 à 490 nm ou de 620 à 740 nm du spectre électromagnétique. (*plant lamp*)

(3) Section 424 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

colour rendering index means the measured degree of colour shift that objects undergo when they are illuminated by a light source as compared with the colour of those same objects when they are illuminated by a reference source of comparable colour temperature. (*indice de rendu des couleurs*)

56 Section 425 of the Regulations is replaced by the following:

Label required

425 (1) Every general service lamp that is manufactured on January 1, 2026 or after and that, for the purpose of sale or lease, is shipped from one province to another or imported into Canada must be labelled in accordance with sections 426 to 429.

Former regulations apply

(2) Every lamp referred to in section 425 of the former Regulations that is manufactured before January 1, 2026 and that, for the purpose of sale or lease, is shipped from one province to another or imported into Canada must be labelled in accordance with sections 426 to 429 of those Regulations.

57 (1) Paragraphs 426(1)(a) to (c) of the Regulations are replaced by the following:

- (a)** the words “Light output” and “Flux lumineux”, followed by the numerical value of the product’s luminous flux and the word “lumens”;
- (b)** the words “Efficacy” and “Efficacité”, followed by the numerical value of the product’s nominal efficacy and the words “lumens/watt”;
- (c)** the words “Power” and “Puissance”, followed by the numerical value of the product’s nominal power consumption and the word “watts”;
- (d)** the words “Life” and “Durée de vie”, followed by the numerical value of the product’s life and the words “hours” and “heures”, respectively; and
- (e)** the words “Light appearance” and “Apparence de la lumière”, followed by the numerical value of the product’s correlated colour temperature and the upper case letter “K” or the word “Kelvin”.

(3) L’article 424 du même règlement est modifié par adjonction, selon l’ordre alphabétique, de ce qui suit :

indice de rendu des couleurs Mesure du degré de distorsion de la couleur des objets lorsqu’ils sont éclairés par une source lumineuse comparativement à la couleur de ces mêmes objets lorsqu’ils sont éclairés par une source lumineuse de référence étant d’une température de couleur proximale comparable. (*colour rendering index*)

56 L’article 425 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Étiquette obligatoire

425 (1) Les lampes standard qui sont fabriquées le 1^{er} janvier 2026 ou après cette date et qui sont importées au Canada ou expédiées d’une province à une autre, aux fins de vente ou de location, portent une étiquette conforme aux articles 426 à 429.

Règlement antérieur

(2) Les lampes visées à l’article 425 du règlement antérieur qui sont fabriquées avant le 1^{er} janvier 2026 et qui sont importées au Canada ou expédiées d’une province à une autre, aux fins de vente ou de location, portent une étiquette conforme aux articles 426 à 429 de ce même règlement.

57 (1) Les alinéas 426(1)a) à c) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

- a)** les mentions « Flux lumineux » et « Light output », suivies de la valeur numérique du flux lumineux du matériel et du mot « lumens »;
- b)** les mentions « Efficacité » et « Efficacy », suivies de la valeur numérique de l’efficacité nominale du matériel et des mots « lumens/watt »;
- c)** les mentions « Puissance » et « Power », suivies de la valeur numérique de la puissance nominale du matériel et du mot « watts »;
- d)** les mentions « Durée de vie » et « Life », suivies de la valeur numérique de la durée de vie du matériel et des mots « heures » et « hours », respectivement;
- e)** les mentions « Apparence de la lumière » et « Light appearance », suivies de la valeur numérique de la température de couleur proximale du matériel et de la lettre majuscule « K » en majuscule ou du mot « Kelvin ».

(2) Subsections 426(2) to (5) of the Regulations are replaced by the following:

Font and size

(2) The words “Light output”, “Flux lumineux”, “Efficacy”, “Efficacité”, “Power”, “Puissance”, “Life”, “Durée de vie”, “Light appearance” and “Apparence de la lumière” must be in the same font and be equal in size.

Font and size — units

(3) The words “lumens”, “lumens/watt”, “watts”, “hours”, “heures” and “Kelvin” and the upper case letter “K” must be in the same font and be equal in size, but they must not be more than 50% of the size of the words referred to in subsection (2).

Font and size — numerical values

(4) The numerical values indicating the product’s luminous flux, efficacy, nominal power, life and correlated colour temperature must be in the same font and be equal in size.

Three-way lamps

(5) If the product is a three-way lamp, the information required by paragraphs (1)(a) to (c) must be displayed for each level of the lamp’s operation.

Variable correlated colour temperature

(6) If the product has a variable correlated colour temperature, the information required by paragraph (1)(e) must be displayed for the lamp’s range of operation or for each level of its operation.

58 Section 427 of the Regulations is replaced with the following:

Lamp model number

427 The lamp model number must be indicated on both the product packaging and the lamp itself.

59 The heading before section 430 and sections 430 to 432 of the Regulations are repealed.

60 Subsection 433(1) of the Regulations is replaced by the following:

Definitions

433 (1) The following definitions apply in this Subdivision.

appliance lamp means a lamp that

(a) is designed and marketed to operate in a household appliance such as a refrigerator, oven or vacuum cleaner; and

(2) Les paragraphes 426(2) à (5) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Type et taille

(2) Les mentions « Flux lumineux », « Light output », « Efficacité », « Efficacy », « Puissance », « Power », « Durée de vie », « Life », « Apparence de la lumière » et « Light appearance » sont indiquées en caractères du même type et de la même taille.

Type et taille — unité de mesure

(3) Les mentions « lumens », « lumens/watt », « watts », « heures », « hours », « K » et « Kelvin » sont indiquées en caractères du même type et de la même taille, mais cette dernière ne peut excéder la moitié de la taille des caractères des mentions visées au paragraphe (2).

Type et taille — valeur numérique

(4) Les valeurs numériques du flux lumineux, de l’efficacité, de la puissance nominale, de la durée de vie et de la température de couleur proximale du matériel sont indiquées en caractères du même type et de la même taille.

Lampe à trois intensités

(5) Dans le cas d’une lampe à trois intensités, les renseignements exigés aux alinéas (1)a) à c) sont indiqués pour chacun des niveaux d’intensité de la lampe.

Température de couleur proximale variable

(6) Dans le cas d’un produit dont la température de couleur proximale est variable, les renseignements exigés à l’alinéa (1)e) sont indiqués pour la plage de fonctionnement de la lampe ou pour chaque niveau de fonctionnement de celle-ci.

58 L’article 427 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Numéro de modèle

427 Le numéro de modèle de la lampe figure sur l’emballage du produit et sur la lampe elle-même.

59 L’intertitre précédant l’article 430 et les articles 430 à 432 du même règlement sont abrogés.

60 Le paragraphe 433(1) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Définitions

433 (1) Les définitions qui suivent s’appliquent à la présente sous-section.

10 C.F.R. §430.23(gg) L’alinéa (gg) de la section 430.23 de la sous-partie B de la partie 430 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. §430.23(gg)*)

(b) has a maximum wattage of no more than 40 W. (*lampe pour appareil domestiques*)

black light lamp means an ultraviolet lamp that has its highest radiant power peaks in the UV-A band (315 to 400 nm) of the electromagnetic spectrum. (*lampe à lumière noire*)

bug lamp means a lamp that has radiant power peaks above 550 nm on the electromagnetic spectrum and a visible yellow coating. (*lampe anti-insectes*)

CFL means a compact fluorescent lamp that has an integrated or non-integrated single base. It does not include circline or U-shaped lamps. (*LFC*)

coloured lamp means a lamp that is designed and marketed as a coloured lamp and that, in each of its modes of operation, has,

- (a)** if it is an incandescent lamp,
 - (i)** a colour rendering index of less than 50, as determined in accordance with CIE 13.3, or
 - (ii)** a correlated colour temperature of less than 2500 K or greater than 4600 K; and
- (b)** if it is a lamp other than an incandescent lamp,
 - (i)** a colour rendering index of less than 40, as determined in accordance with CIE 13.3, or
 - (ii)** a correlated colour temperature of less than 2500 K or greater than 7000 K. (*lampe colorée*)

fluorescent lamp means a low-pressure mercury, electric-discharge source in which a fluorescing coating transforms some of the ultraviolet energy generated by the mercury discharge into light. (*lampe fluorescente*)

general lighting application means lighting that provides an interior or exterior area with overall illumination. (*source d'éclairage général*)

general service incandescent lamp means a standard incandescent lamp, including a halogen type lamp, that is intended for general lighting applications and that

- (a)** has a medium screw base;
- (b)** has a lumen range of not less than 310 lm and not more than 2600 lm or, in the case of a modified spectrum incandescent lamp, not less than 232 lm and not more than 1950 lm; and
- (c)** is capable of being operated at a voltage range that is at least partially within 110 V and 130 V.

DNT D7SB001 Le document de normes techniques D7SB001 publié par le ministre, intitulé *Lampes standard : Normes d'efficacité énergétique pour lampes standard*. (*TSD D7SB001*)

ensemble de conversion à DEL Ensemble de conversion qui est conçu et commercialisé pour être installé dans un plafonnier existant, afin de remplacer la source lumineuse existante et les composants électriques connexes par une source lumineuse qui utilise des diodes électroluminescentes comme principale source de lumière et qui fonctionne notamment avec un culot ANSI, soit intégré, soit raccordé au plafonnier par des fils. La présente définition ne vise pas les lampes. (*LED downlight retrofit kit*)

lampe à calotte argentée Lampe qui est commercialisée comme étant à calotte argentée et dont une partie de la surface du globe est enduite d'un revêtement opaque réfléchissant la lumière vers le culot. (*silver bowl lamp*)

lampe à construction renforcée Lampe qui est commercialisée comme étant à construction renforcée et qui est munie de l'un des filaments ci-après illustrés à la figure 6.12 du Manuel IES :

- a)** un filament C-7A ou C-11 avec un minimum de cinq supports, fils de connexion exclus;
- b)** un filament C-17 à huit supports, fils de connexion exclus;
- c)** un filament C-22 à seize supports, fils de connexion exclus. (*rough service lamp*)

lampe à DEL standard Lampe qui est intégrée ou non, qui est conçue pour être utilisée comme source d'éclairage général et qui utilise des diodes électroluminescentes comme principale source de lumière. (*general service LED lamp*)

lampe à DELO standard Lampe qui est intégrée ou non, qui est conçue pour être utilisée comme source d'éclairage général et qui utilise des diodes électroluminescentes organiques comme principale source de lumière. (*general service OLED lamp*)

lampe à filetage à gauche Lampe dont la direction du filetage sur le culot est orientée vers la gauche. (*left-hand thread lamp*)

lampe à incandescence à spectre modifié Lampe à incandescence qui, lorsqu'elle fonctionne à la tension et à la puissance nominales, a un point de couleur qui — sur le diagramme de chromaticité CIE 1931 prévu à la figure 2, page 3, de la norme IES LM16 — se trouve à la fois :

- a)** sous le lieu du corps noir;

It does not include

- (d) an appliance lamp;
- (e) a black light lamp;
- (f) a bug lamp;
- (g) a coloured lamp;
- (h) a G-shape lamp, as specified in ANSI C78.79, with a diameter of 127 mm (5 in) or more;
- (i) an infrared lamp;
- (j) a left-hand thread lamp;
- (k) a marine lamp;
- (l) a marine signal service lamp;
- (m) a mine service lamp;
- (n) a plant lamp;
- (o) an R20 short lamp;
- (p) a sign service lamp;
- (q) a silver bowl lamp;
- (r) a showcase lamp; or
- (s) a traffic signal lamp. (*lampe à incandescence standard*)

general service incandescent reflector lamp means any lamp in which light is produced by a filament heated to incandescence by an electric current and that

- (a) contains an inner reflective coating on the outer bulb to direct the light;
- (b) has an R, PAR, ER, BR, BPAR or similar bulb shape with an E26 medium screw base;
- (c) has a rated voltage or voltage range that lies at least partially in the range of 115 V to 130 V;
- (d) has a diameter exceeding 57 mm (2.25 inches); and
- (e) has a rated wattage of 40 W or higher.

It does not include

- (f) a coloured lamp;
- (g) a rough service lamp;
- (h) a vibration service lamp; or
- (i) an R20 short lamp. (*lampe-reflecteur à incandescence standard*)

(b) s'agissant des étapes MacAdam mentionnées dans la norme IES LM16, à au moins 4 étapes MacAdam d'écart du point de couleur d'une lampe transparente avec le même filament et la même forme d'ampoule, fonctionnant à la même tension et puissance nominales.

La présente définition ne vise pas les lampes colorées. (*modified spectrum incandescent lamp*)

lampe à incandescence à trois intensités Lampe à incandescence qui est commercialisée comme étant à trois intensités et qui est dotée de deux filaments qui, chauffés séparément ou en combinaison, fournissent trois niveaux de lumière. (*three-way incandescent lamp*)

lampe à incandescence standard Lampe standard à incandescence, incluant une lampe halogène, qui est destinée à servir de source d'éclairage général et qui possède les caractéristiques suivantes :

- a) elle a un culot à vis moyen;
- b) elle a une plage de lumens d'au moins 310 lm et d'au plus 2 600 lm ou, s'agissant d'une lampe à incandescence à spectre modifié, d'au moins 232 lm et d'au plus 1 950 lm;
- c) elle peut fonctionner à une plage de tension qui se situe au moins partiellement entre 110 V et 130 V.

La présente définition ne vise pas :

- d) les lampes pour appareils domestiques;
- e) les lampes à lumière noire;
- f) les lampes anti-insectes;
- g) les lampes colorées;
- h) les lampes dont la forme est du type G, conformément à la norme ANSI C78.79, et dont le diamètre est de 127 mm (5 pouces) ou plus;
- i) les lampes infrarouges;
- j) les lampes à filetage à gauche;
- k) les lampes marines;
- l) les lampes de signalisation maritime;
- m) les lampes de mine;
- n) les lampes pour horticulture;
- o) les lampes courtes R20;
- p) les lampes d'enseignes;
- q) les lampes à calotte argentée;

general service lamp means an electrical device that is used in general lighting applications and has the following features:

- (a) it has a base that complies with ANSI C81.61;
- (b) it is able to operate, in the case of an integrated lamp;
 - (i) at a voltage of 12 V or 24V,
 - (ii) at or between 100 V and 130 V,
 - (iii) at or between 220 V and 240 V, or
 - (iv) at 277 V or 347 V;
- (c) it is able to operate at any voltage, in the case of a non-integrated lamp, and
- (d) it has an initial lumen output of
 - (i) at least 310 lm but no more than 3300 lm, or
 - (ii) in the case of a modified spectrum incandescent lamp, at least 232 lm but no more than 3300 lm.

It includes

- (e) a general service incandescent lamp;
- (f) a general service incandescent reflector lamp;
- (g) a CFL;
- (h) a general service LED lamp; and
- (i) a general service OLED lamp.

It does not include

- (j) a light fixture;
- (k) an LED downlight retrofit kit;
- (l) an appliance lamp;
- (m) a black light lamp;
- (n) a bug lamp;
- (o) a coloured lamp;
- (p) a G-shape lamp, as specified in ANSI C78.79, with a diameter of 127 mm (5 inches) or more;
- (q) a high-intensity discharge lamp;
- (r) an infrared lamp;

(r) les lampes de vitrine;

(s) les lampes de signalisation routière. (*general service incandescent lamp*)

lampe à lumière noire Lampe à rayonnement ultraviolet dont les pics de puissance rayonnante les plus importants se situent dans la bande UVA (de 315 à 400 nm) du spectre électromagnétique. (*black light lamp*)

lampe anti-insectes Lampe dont les pics de puissance rayonnante se situent à plus de 550 nm dans le spectre électromagnétique et qui est enduite d'un revêtement jaune visible. (*bug lamp*)

lampe antivibrations Lampe vendue au détail seule ou en paquet de deux qui est conçue et commercialisée comme étant antivibrations et qui possède les caractéristiques suivantes :

a) elle a une puissance nominale maximale de 60 W;

b) elle est dotée de l'un des filaments C-5, C-7A ou C-9 — illustrés à la figure 6.12 du Manuel IES —, ou d'un filament d'une configuration semblable. (*vibration service lamp*)

lampe colorée Lampe qui est conçue et commercialisée comme étant colorée et qui possède l'une des caractéristiques ci-après, peu importe son mode de fonctionnement :

a) s'agissant d'une lampe à incandescence :

(i) elle a un indice de rendu des couleurs inférieur à 50, établi conformément à la norme CIE 13.3,

(ii) elle a une température de couleur proximale inférieure à 2 500 K ou supérieure à 4 600 K;

b) s'agissant d'une lampe autre qu'une lampe à incandescence :

(i) elle a un indice de rendu des couleurs inférieur à 40, établi conformément à la norme CIE 13.3,

(ii) elle a une température de couleur proximale inférieure à 2 500 K ou supérieure à 7 000 K. (*coloured incandescent lamp*)

lampe courte R20 Lampe-réfecteur à incandescence R20 qui est conçue, étiquetée et commercialisée pour être utilisée dans les piscines et les spas et qui possède les caractéristiques suivantes :

a) sa puissance nominale est de 100 W;

b) sa longueur hors tout n'excède pas 92 mm (3,625 pouces). (*R20 short lamp*)

(s) a J-, JC-, JCD-, JCS-, JCV- JCX-, JD-, JS- or JT-shape lamp that does not have an Edison screw base as defined in ANSI C81.61;

(t) a lamp that has a wedge base or pre-focus base;

(u) a left-hand thread lamp;

(v) a marine lamp;

(w) a marine signal service lamp;

(x) a mine service lamp;

(y) an MR-shape lamp that has a first number symbol equal to 16 (diameter equal to 51 mm or 2 inches), as described in ANSI C78.79, operates at 12 V, and has a lumen output greater than or equal to 800 lm;

(z) a fluorescent lamp other than a CFL;

(z.1) a plant lamp;

(z.2) an R20 short lamp;

(z.3) a reflector lamp that

(i) has a first number symbol less than 16 (diameter less than 51 mm or 2 inches), as described in ANSI C78.79, and

(ii) does not have an E26/E24, E26d, E26/50x39, E26/53x39, E29/28, E29/53x39, E39, E39d, EP39 or EX39 base;

(z.4) an S-shape or G-shape lamp that has a first number symbol less than or equal to 12.5 (diameter less than or equal to 40 mm or 1.5625 inches), as described in ANSI C78.79;

(z.5) a sign service lamp;

(z.6) a silver bowl lamp;

(z.7) a showcase lamp;

(z.8) a specialty MR lamp;

(z.9) a T-shape lamp, other than a CFL, that

(i) has a first number symbol less than or equal to 8 (diameter less than or equal to 25 mm or 1 inch), as described in ANSI C78.79, and

(ii) has a nominal overall length less than 305 mm (12 inches); or

(z.10) a traffic signal lamp. (*lampe standard*)

general service LED lamp means an integrated or non-integrated lamp that is designed for use in general lighting

lampe d'enseigne Lampe qui est conçue et commercialisée pour être utilisée dans une enseigne, qui est à vide ou à gaz et qui possède les caractéristiques suivantes :

a) la température d'ampoule est suffisamment basse pour permettre une utilisation extérieure exposée sur des circuits de clignotement à grande vitesse;

b) sa puissance nominale maximale est de 15 W. (*sign service lamp*)

lampe de signalisation routière Lampe qui est conçue et commercialisée pour être utilisée dans un *module de signalisation routière*, au sens de l'article 523, et qui a une durée de vie de 8 000 heures ou plus. (*traffic signal lamp*)

lampe de vitrine lampe qui est conçue et commercialisée pour être utilisée dans une vitrine, dont la forme est de type T, conformément à la norme ANSI C78.20 ou ANSI C78.79, et dont la puissance nominale maximale est de 75 W. (*showcase lamp*)

lampe fluorescente Lampe à décharge électrique à base de mercure à basse pression dans laquelle un revêtement fluorescent transforme une partie de l'énergie ultraviolette générée par la décharge de mercure en lumière. (*fluorescent lamp*)

lampe infrarouge Lampe qui possède les caractéristiques suivantes :

a) ses pics de puissance rayonnante les plus importants se situent dans la région infrarouge du spectre électromagnétique (de 770 nm à 1 mm);

b) sa puissance nominale est de 125 W ou plus;

c) elle est principalement conçue pour fournir de la chaleur. (*infrared lamp*)

intégrée S'agissant d'une lampe, qui contient tous les composants nécessaires à son démarrage et à son fonctionnement stable, qui ne comprend aucune pièce remplaçable ou interchangeable et qui est connectée directement à un circuit de dérivation par un culot et une douille correspondante, tous deux conformes aux normes de l'ANSI. (*integrated*)

lampe marine Lampe conçue et commercialisée pour être utilisée sur des bateaux et pouvant fonctionner à une tension allant de 12 V à 13,5 V. (*marine lamp*)

lampe MR spécialisée Lampe conçue et commercialisée pour une utilisation spécialisée, dont la forme est de type MR, conformément à la norme ANSI C78.79, dont le diamètre est inférieur ou égal à 57 mm (2,25 pouces) et dont la durée de vie est inférieure ou égale à 300 heures. (*specialty MR lamp*)

applications and that uses light-emitting diodes as the primary source of light. (*lampe à DEL standard*)

general service OLED lamp means an integrated or non-integrated lamp that is designed for use in general lighting applications and that uses organic light-emitting diodes as the primary source of light. (*lampe à DELO standard*)

infrared lamp means a lamp that

(a) has its highest radiant power peaks in the infrared region of the electromagnetic spectrum (770 nm to 1 mm);

(b) has a rated wattage of 125 W or greater; and

(c) provides heat as its primary purpose. (*lampe infrarouge*)

integrated in relation to a lamp, means containing all of the components necessary for the starting and stable operation of the lamp, not including any replaceable or interchangeable parts, and being connected directly to a branch circuit through a base and corresponding socket that comply with ANSI standards. (*intégrée*)

LED downlight retrofit kit means a retrofit kit that is designed and marketed to install into an existing downlight for the purpose of replacing the existing light source and related electrical components with a light source that uses light-emitting diodes as the primary source of light. It includes a kit that employs an ANSI standard lamp base, either integrated or connected to the downlight retrofit by wire leads. The term does not include lamps. (*ensemble de conversion à DEL*)

left-hand thread lamp means a lamp with the direction of threads on the lamp base oriented in the left-hand direction. (*lampe à filetage à gauche*)

light fixture means a complete lighting unit consisting of at least one light source and at least one ballast or driver, together with the parts designed to distribute the light, to position and protect the light sources and to connect the light sources to the power supply. (*luminaire*)

marine lamp means a lamp that is designed and marketed for use on boats and that can operate at a voltage of at or between 12 V and 13.5 V. (*lampe marine*)

modified spectrum incandescent lamp means an incandescent lamp that, when operated at the rated voltage and wattage of the lamp, has a colour point on the CIE 1931 chromaticity diagram, figure 2, page 3 of IES LM16 that lies

(a) below the black-body locus; and

(b) at least 4 MacAdam steps, as referenced in IES LM16, distant from the colour point of a clear lamp

lampe pour appareil domestique Lampe qui possède les caractéristiques suivantes :

a) elle est conçue et commercialisée pour être utilisée dans un appareil domestique, notamment un four, un réfrigérateur ou un aspirateur;

b) elle a une puissance maximale de 40 W. (*appliance lamp*)

lampe-rélecteur Lampe dont l'ampoule a une forme du type R, PAR, BPAR, BR, ER ou MR ou d'un type similaire, conformément aux descriptions données dans les normes ANSI C78.20 et ANSI C78.79, et qui est utilisée pour fournir une lumière directionnelle. (*reflector lamp*)

lampe-rélecteur à incandescence standard Lampe qui produit de la lumière grâce à un filament porté à incandescence par un courant électrique et qui possède les caractéristiques suivantes :

a) l'intérieur de son ampoule externe est enduit d'un revêtement réfléchissant qui permet de diriger la lumière;

b) la forme de son ampoule est de type R, PAR, ER, BR ou BPAR ou de type similaire avec un culot à vis moyen E26;

c) elle a une tension nominale ou une plage de tension qui se situe au moins partiellement entre 115 V et 130 V;

d) elle a un diamètre supérieur à 57 mm (2,25 pouces);

e) elle a une puissance nominale de 40 W ou plus.

La présente définition ne vise pas :

f) les lampes colorées;

g) les lampes à construction renforcées;

h) les lampes antivibrations;

i) les lampes courtes R20. (*general service incandescent reflector lamp*)

lampe résistante à l'éclatement Lampe qui est conçue et commercialisée comme étant résistante aux chocs, incassable ou anti-éclat et qui est enduite d'un revêtement externe de silicone, de polytétrafluoroéthylène ou d'un produit similaire lui permettant de résister aux bris et empêchant, en cas de bris, que des morceaux de verre se retrouvent dans son environnement. (*shatter-resistant lamp*)

lampe standard Dispositif électrique qui est utilisé comme source d'éclairage général et qui possède les caractéristiques suivantes :

a) il a un culot conforme à la norme ANSI C81.61;

with the same filament and bulb shape, operated at the same rated voltage and wattage.

It does not include a coloured incandescent lamp. (*lampe à incandescence à spectre modifié*)

reflector lamp means a lamp that has an R, PAR, BPAR, BR, ER, MR or similar bulb shape, as described in ANSI C78.20 and ANSI C78.79, and that is used to provide directional light. (*lampe-réfecteur*)

rough service lamp means a lamp that is marketed as a rough service lamp and has any of the following filament constructions, as illustrated in figure 6.12 of the IES Handbook:

(a) a C-7A or C-11 filament construction with at least five supports exclusive of lead wires;

(b) a C-17 filament construction with eight supports exclusive of lead wires;

(c) a C-22 filament construction with 16 supports exclusive of lead wires. (*lampe à construction renforcée*)

R20 short lamp means a lamp that is an R20 incandescent reflector lamp that is designed, labelled and marketed for pool and spa applications and that

(a) has a rated wattage of 100 W; and

(b) has a maximum overall length of 92 mm (3.625 inches). (*lampe courte R20*)

shatter-resistant lamp means a lamp that is designed and marketed as a shatter-resistant, shatter-proof or shatter-protected lamp and has an external silicone, polytetrafluoroethylene or similar coating applied to it for the purpose of resisting breakage and preventing glass from reaching its environment in the event of breakage. (*lampe résistante à l'éclatement*)

showcase lamp means a lamp that is designed and marketed for use in a showcase, has a T-shape, as described in ANSI C78.20 or ANSI C78.79, and has a maximum rated wattage of 75 W. (*lampe de vitrine*)

sign service lamp means a vacuum type or gas-filled lamp that is designed and marketed for use in a sign and that

(a) has sufficiently low bulb temperature to permit exposed outdoor use on high-speed flashing circuits; and

(b) has a maximum rated wattage of 15 W. (*lampe d'enseigne*)

silver bowl lamp means a lamp that is marketed as a silver bowl lamp and that has an opaque reflective coating

b) s'agissant d'un dispositif qui est une lampe intégrée, il est capable de fonctionner, selon le cas :

(i) à une tension de 12 V ou 24 V,

(ii) à une plage de tension allant de 100 V à 130 V,

(iii) à une plage de tension allant de 220 V à 240 V,

(iv) à une tension de 277 V ou 347 V;

c) s'agissant d'un dispositif qui est une lampe non intégrée, il est capable de fonctionner à n'importe quelle tension;

d) il a un flux lumineux initial, selon le cas :

(i) d'au moins 310 lm, mais d'au plus 3 300 lm,

(ii) s'agissant d'un dispositif qui est une lampe à incandescence à spectre modifié, d'au moins 232 lm, mais d'au plus 3 300 lm.

La présente définition vise notamment :

e) les lampes à incandescence standard;

f) les lampes-réfecteurs à incandescence standard;

g) les LFC;

h) les lampes à DEL standard;

i) les lampes à DELO standard.

Elle ne vise toutefois pas :

j) les luminaires;

k) les ensembles de conversion à DEL;

l) les lampes pour appareil domestique;

m) les lampes à lumière noire;

n) les lampes anti-insectes;

o) les lampes colorées;

p) les lampes dont la forme est de type G, conformément à la norme ANSI C78.79, et dont le diamètre est de 127 mm (5 pouces) ou plus;

q) les lampes à décharge à haute intensité;

r) les lampes infrarouges;

s) les lampes dont la forme est de type J, JC, JCD, JCS, JCV, JCX, JD, JS ou JT et dont le culot est autre qu'un culot à vis Edison au sens de la norme ANSI C81.61;

t) les lampes à culot poussoir ou préfocus;

that is applied directly to a part of the bulb surface so that the light is reflected toward the lamp base. (*lampe à calotte argentée*)

specialty MR lamp means a lamp that is designed and marketed for a specialty application and that has an MR shape, as described in ANSI C78.79, a diameter of less than or equal to 57 mm (2.25 inches) and a lifetime of 300 hours or less. (*lampe MR spécialisée*)

10 C.F.R. §430.23(gg) means paragraph 430.23(gg) of Subpart B, Part 430 of Title 10 to the United States Code of Federal Regulations, as amended from time to time. (*10 C.F.R. §430.23(gg)*)

three-way incandescent lamp means an incandescent lamp that is marketed as a three-way lamp and that employs two filaments, operated separately and in combination, to provide three light levels. (*lampe à incandescence à trois intensités*)

traffic signal lamp means a lamp that is designed and marketed for use in a *traffic signal module*, as defined in section 523 and that has a lifetime of 8000 hours or greater. (*lampe de signalisation routière*)

TSD D7SB001 means the technical standards document D7SB001 published by the Minister and entitled *General Service Lamps: Energy Efficiency Standards for General Service Lamps*. (*DNT D7SB001*)

vibration service lamp means a lamp that is sold at retail in packages of one or two, is designed and marketed as a vibration service lamp and

- (a) has a maximum nominal power of 60 W; and
- (b) has a C-5, C-7A or C-9 filament construction, as illustrated in figure 6.12 of the IES Handbook, or a similar configuration.

- u) les lampes à filetage à gauche;
- v) les lampes marines;
- w) les lampes de signalisation maritime;
- x) les lampes de mine;
- y) les lampes dont la forme est de type MR, qui fonctionnent à 12 V, qui ont un flux lumineux supérieur ou égal à 800 lm et dont le premier symbole numérique est égal à 16 (diamètre de 51 mm ou 2 pouces), conformément à la description donnée dans la norme ANSI C78.79;
- z) les lampes fluorescentes autres que les LFC;
 - z.1) les lampes pour horticulture;
 - z.2) les lampes courtes R20;
 - z.3) les lampes-réfecteurs :
 - (i) d'une part, dont le premier symbole numérique est inférieur à 16 (diamètre inférieur à 51 mm ou 2 pouces), conformément à la description donnée dans la norme ANSI C78.79,
 - (ii) d'autre part, qui n'ont pas de culot E26/E24, E26d, E26/50x39, E26/53x39, E29/28, E29/53x39, E39, E39d, EP39 ou EX39;
 - z.4) les lampes dont la forme est du type S ou G et dont le premier symbole numérique est inférieur ou égal à 12,5 (diamètre inférieur ou égal à 40 mm ou 1,5625 pouces), conformément à la description donnée dans la norme ANSI C78.79;
 - z.5) les lampes d'enseigne;
 - z.6) les lampes à calotte argentée;
 - z.7) les lampes de vitrine;
 - z.8) les lampes MR spécialisées;
 - z.9) les lampes, autres que les LFC, dont la forme est de type T et qui possèdent les caractéristiques suivantes :
 - (i) leur premier symbole numérique est inférieur ou égal à 8 (diamètre inférieur ou égal à 25 mm ou 1 pouce), conformément à la description donnée dans la norme ANSI C78.79,
 - (ii) elles ont une longueur hors tout nominale inférieure à 305 mm (12 pouces);
 - z.10) les lampes de signalisation routière. (*general service lamp*)

LFC Lampe fluorescente compacte à culot unique intégré ou non. La présente définition ne vise pas les lampes

61 Subsection 434(2) of the Regulations is replaced by the following:

Limits

(2) However, for the purposes of sections 4, 5, 435 and 436, a general service lamp is not considered to be an energy-using product if

- (a)** it is a general service incandescent lamp or a general service incandescent reflector lamp and it is manufactured before January 1, 2024; or
- (b)** it is a general service lamp other than a general service incandescent lamp or a general service reflector lamp and it is manufactured before January 1, 2025.

62 Sections 435 to 444 of the Regulations are replaced by the following:

Energy efficiency standards

435 (1) The energy efficiency standards set out in TSD D7SB001 apply to general service lamps.

Testing standard

(2) A general service lamp complies with the energy efficiency standard if it meets that standard when tested in accordance with the applicable testing procedures established by 10 C.F.R. §430.23(gg).

Information

436 For the purpose of subsection 5(1) of the Act, the following information must be provided to the Minister in respect of a general service lamp:

- (a)** a description of the lamp, collected in accordance with ANSI C78.79; and
- (b)** the following information, collected in accordance with 10 C.F.R. §430.23(gg):
 - (i)** the rated lumen output or, in the case of a three-way lamp, the three rated lumen outputs, in lumens,
 - (ii)** the rated power or, in the case of a three-way lamp, the three values for rated power, in watts,
 - (iii)** the rated luminous efficiency, in lm/W,

circulaires ou en forme de U. (CFL)

luminaire Appareil d'éclairage complet composé d'une ou de plusieurs sources lumineuses et d'un ou de plusieurs ballasts ou pilotes ainsi que des pièces conçues pour répartir la lumière, positionner et protéger la source lumineuse et relier celle-ci à l'alimentation. (*light fixture*)

source d'éclairage général Éclairage qui fournit une illumination générale à un espace intérieur ou extérieur. (*general lighting application*)

61 Le paragraphe 434(2) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Restrictions

(2) Cependant, pour l'application des articles 4, 5, 435 et 436, elles ne sont pas considérées ainsi s'il s'agit :

- a)** de lampes à incandescence standard ou de lampes-réflecteurs à incandescence standard fabriquées avant le 1^{er} janvier 2024;
- b)** de lampes standard, autres que des lampes à incandescence standard ou des lampes-réflecteurs à incandescence standard, fabriquées avant le 1^{er} janvier 2025.

62 Les articles 435 à 444 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Normes d'efficacité énergétique

435 (1) Les normes d'efficacité énergétique prévues dans le DNT D7SB001 s'appliquent aux lampes standard.

Norme de mise à l'essai

(2) Toute lampe standard est conforme à la norme d'efficacité énergétique si elle y satisfait lorsqu'elle est mise à l'essai selon les méthodes applicables prévues à l'alinéa 10 C.F.R. §430.23(gg).

Information

436 Pour l'application du paragraphe 5(1) de la Loi, les renseignements ci-après concernant les lampes standard sont communiqués au ministre :

- a)** la description de la lampe, établie conformément à la norme ANSI C78.79;
- b)** les renseignements ci-après, établis conformément à l'alinéa 10 C.F.R. §430.23(gg) :
 - (i)** le flux lumineux nominal ou, s'agissant d'une lampe à trois intensités, les trois flux lumineux nominaux, exprimés en lumens,
 - (ii)** la puissance nominale ou, s'agissant d'une lampe à trois intensités, les trois puissances nominales, exprimée en watts,

- (iv) the rated life, in hours,
- (v) the rated correlated colour temperature or range of correlated colour temperatures, in degrees Kelvin, and
- (vi) the rated colour rendering index.

63 (1) The Regulations are amended by adding the following after section 436:

Transitional provision – early compliance

436.1 A *general service lamp* as defined in section 433 of the new Regulations that is not a lamp referred to in paragraph 434(2)(a) or (b) of those Regulations and that satisfies the requirements of those Regulations is deemed to satisfy the requirements of sections 4, 5, 435 and 436.

(2) Section 436.1 of the Regulations is replaced by the following:

Former Regulations apply

436.1 (1) The former Regulations continue to apply with respect to the following:

- (a) a general service lamp, general service incandescent reflector lamp or modified spectrum incandescent lamp manufactured before January 1, 2024; and
- (b) a CFL manufactured before January 1, 2025.

Meanings

(2) Words and expressions used in subsection (1) have the same meaning as in the former Regulations.

64 The reference "[594 to 634 reserved]" after section 593 of the Regulations is replaced by the following:

SUBDIVISION F

Line Voltage Thermostats

Definitions

594 The following definitions apply in this Subdivision.

control point means the temperature value, measured at the centre of the test room, that is used to verify the performance of the line voltage thermostat at the set point. (*température de contrôle*)

(iii) l'efficacité lumineuse nominale, exprimée en lm/W,

(iv) la durée de vie nominale, exprimée en heures,

(v) la température de couleur proximale nominale, ou l'étendue de sa plage, exprimée en degrés Kelvin,

(vi) l'indice de rendu des couleurs nominal.

63 (1) Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 436, de ce qui suit :

Disposition transitoire – conformité anticipée

436.1 Les *lampes standard*, au sens de l'article 433 du nouveau règlement, qui ne sont pas visées à l'un ou l'autre des alinéas 434(2)a) ou b) de ce règlement et qui satisfont aux exigences de ce règlement sont réputées satisfaire aux exigences prévues aux articles 4, 5, 435 et 436 du présent règlement.

(2) L'article 436.1 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Règlement antérieur

436.1 (1) Le règlement antérieur continue de s'appliquer à l'égard :

- a) des lampes standard, des lampes à incandescence à spectre modifié et des lampes-réflecteurs à incandescence standard qui sont fabriquées avant le 1^{er} janvier 2024;
- b) des LFC qui sont fabriquées avant le 1^{er} janvier 2025.

Interprétation

(2) Les termes et expressions utilisés dans le paragraphe (1) ont la même signification que dans le règlement antérieur.

64 La mention « [594 à 634 réservés] » qui suit l'article 593 du même règlement est remplacée par ce qui suit :

SOUS-SECTION F

Thermostats à tension de secteur

Définitions

594 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente sous-section.

CSA C828-19 La norme CSA C828:19 de la CSA intitulée *Exigences relatives aux performances des thermostats à tension de secteur dédiés au chauffage électrique par pièce*. (CSA C828-19)

CSA C828-19 means the CSA standard CSA C828:19 entitled *Performance requirements for line voltage thermostats used with individual room electric space heating devices. (CSA C828-19)*

differential means the difference between the maximum and minimum air temperatures at the centre of the test chamber, calculated at 50% duty cycle. (*différentielle*)

droop means the difference between the minimum air temperatures at the centre of the test chamber calculated at 20% and 80% duty cycle, respectively. (*dérive*)

line voltage thermostat means a thermostat that is used with a line voltage of between 120 V and 240 V and that is intended for switching of a controlled resistive heating load, and that is one of the following:

- (a) a wall-mounted thermostat used with baseboards, panel convectors or radiant floors;
- (b) a built-in thermostat having a nominal load from 1000 W to 1500 W used in baseboards or panel convectors; or
- (c) a two-component thermostat.

It does not include thermostats used exclusively for or built into

- (d) fan-forced heaters;
- (e) kick space heaters;
- (f) fireplaces;
- (g) thermal storage heaters;
- (h) electric baseboards and convectors incorporating both convection and radiant heating elements;
- (i) portable heaters; or
- (j) central heating units under the control of a single thermostat. (*thermostat à tension de secteur*)

Energy-using product

595 (1) A line voltage thermostat is prescribed as an energy-using product.

Limit

(2) However, for the purposes of sections 4, 5, 596 and 597, a line voltage thermostat is not considered to be an energy-using product unless it is manufactured on or after January 1, 2025.

dérive Différence entre les températures minimales de l'air, mesurées au centre de la salle d'essai, calculée pour les rapports cycliques de 20 % et de 80 % respectivement. (*droop*)

différentiel Différence entre les températures maximale et minimale de l'air, mesurées au centre de la salle d'essai, calculée pour un rapport cyclique de 50 %. (*differential*)

température de contrôle Valeur de température, mesurée au centre de la salle d'essai, servant à vérifier le rendement du thermostat à tension de secteur en fonction de la température de consigne. (*control point*)

thermostat à tension de secteur Thermostat qui est utilisé avec une tension de secteur de 120 V à 240 V et qui est destiné à la commutation d'une charge de chauffage résistive contrôlée. La présente définition vise les thermostats suivants :

- a) les thermostats muraux conçus pour être utilisés avec les plinthes chauffantes, les convecteurs ou les planchers chauffants;
- b) les thermostats intégrés qui ont une charge nominale de 1 000 W à 1 500 W et qui sont conçus pour être utilisés dans des plinthes chauffantes ou des convecteurs;
- c) les thermostats à deux composantes.

La présente définition ne vise pas les thermostats conçus pour être utilisés exclusivement avec les appareils ci-après ou y intégrés :

- d) les aéroconvecteurs;
- e) les aéroconvecteurs coup-de-pied;
- f) les foyers;
- g) les appareils de chauffage à accumulation thermique;
- h) les plinthes chauffantes électriques et les convecteurs dotés d'éléments de chauffage par convection et de chauffage par rayonnement;
- i) les radiateurs portatifs;
- j) les systèmes de chauffage central commandés par un thermostat unique. (*line voltage thermostat*)

Matériel consommateur d'énergie

595 (1) Les thermostats à tension de secteur sont désignés comme matériels consommateurs d'énergie.

Restrictions

(2) Cependant, pour l'application des articles 4, 5, 596 et 597, ils ne sont pas considérés ainsi à moins qu'ils ne soient fabriqués le 1^{er} janvier 2025 ou après cette date.

Energy efficiency standards

596 (1) The energy efficiency standards set out in clause 4.4 of CSA C828-19 apply to a line voltage thermostat.

Testing standard

(2) A line voltage thermostat complies with the energy efficiency standard when tested in accordance with the applicable testing procedures established by CSA C828-19.

Information

597 For the purpose of subsection 5(1) of the Act, the following information must be collected in accordance with CSA C828-19 and provided to the Minister in respect of a line voltage thermostat:

- (a)** its equipment class;
- (b)** its nominal voltage;
- (c)** its maximum nominal load, expressed in watts;
- (d)** its minimum nominal load, expressed in watts;
- (e)** its droop, expressed in degrees Celsius;
- (f)** its differential, expressed in degrees Celsius; and
- (g)** its control point precision, expressed in degrees Celsius.

[598 to 634 reserved]

65 The definitions *IEC 60034-2-1* and *IEEE 112* in section 748 of the Regulations are replaced by the following:

IEC 60034-2-1 means the IEC standard CEI/IEC 60034-2-1 entitled *Rotating electrical machines – Part 2-1: Standard methods for determining losses and efficiency from tests (excluding machines for traction vehicles)*. (*CEI 60034-2-1*)

IEEE 112 means the IEEE standard IEEE 112 entitled *Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators*. (*IEEE 112*)

66 The reference "[757 to 799 reserved]" after section 756 of the Regulations is replaced by the following:

[757 to 798 reserved]

Normes d'efficacité énergétique

596 (1) Les normes d'efficacité énergétique prévues à l'article 4.4 de la norme CSA C828-19 s'appliquent aux thermostats à tension de secteur.

Norme de mise à l'essai

(2) Tout thermostat à tension de secteur est conforme à la norme d'efficacité énergétique s'il y satisfait lorsqu'il est mis à l'essai selon les méthodes applicables prévues dans la norme CSA C828-19.

Renseignements

597 Pour l'application du paragraphe 5(1) de la Loi, les renseignements ci-après concernant les thermostats à tension de secteur sont établis conformément à la norme CSA C828-19 et communiqués au ministre :

- a)** la classe d'équipement;
- b)** la tension nominale;
- c)** la charge nominale maximale, exprimée en watts;
- d)** la charge nominale minimale, exprimée en watts;
- e)** la dérive, exprimée en degrés Celsius;
- f)** le différentiel, exprimé en degrés Celsius;
- g)** la précision de la température de contrôle, exprimée en degrés Celsius.

[598 à 634 réservés]

65 Les définitions de *CEI 60034-2-1* et *IEEE 112*, à l'article 748 du même règlement, sont respectivement remplacées par ce qui suit :

CEI 60034-2-1 La norme CEI/IEC 60034-2-1 de la CEI intitulée *Machines électriques tournantes – Partie 2-1: Méthodes normalisées pour la détermination des pertes et du rendement à partir d'essais (à l'exclusion des machines pour véhicules de traction)*. (*IEC 60034-2-1*)

IEEE 112 La norme IEEE 112 de l'IEEE intitulée *Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators*. (*IEEE 112*)

66 La mention « [757 à 799 réservés] » qui suit l'article 756 du même règlement est remplacée par ce qui suit :

[757 à 798 réservés]

67 (1) The heading of Division 13 of the Regulations is replaced by the following:

Plumbing Supply Fittings

(2) The Regulations are amended by adding the following before section 800:

Definition of 10 C.F.R. Appendix S

799 In this Division, **10 C.F.R. Appendix S** means Appendix S to Subpart B, Part 430 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, entitled *Uniform Test Method for Measuring the Water Consumption of Faucets and Showerheads*, as amended from time to time.

SUBDIVISION A

Commercial Pre-Rinse Spray Valves

68 The portion of section 800 of the Regulations before the first definition is replaced by the following:

Definitions

800 The following definitions apply in this Subdivision.

69 The Regulations are amended by adding the following after section 803:

SUBDIVISION B

Faucets

Definitions

803.1 The following definitions apply in this Subdivision.

faucet means

- (a) a private lavatory faucet;
- (b) a private lavatory faucet replacement aerator;
- (c) a public lavatory faucet;
- (d) a public lavatory faucet replacement aerator;
- (e) a kitchen faucet, except those for use in industrial, commercial or institutional kitchens;
- (f) a kitchen faucet replacement aerator, except those for use in industrial, commercial or institutional kitchens; or

67 (1) Le titre de la section 13 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Appareils de plomberie

(2) Le même règlement est modifié par adjonction, avant l'article 800, de ce qui suit :

Définition de appendice S 10 C.F.R.

799 Dans la présente section, **appendice S 10 C.F.R.** s'entend de l'appendice S de la sous-partie B de la partie 430 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, intitulé *Uniform Test Method for Measuring the Water Consumption of Faucets and Showerheads*, avec ses modifications successives.

SOUS-SECTION A

Pulvérisateurs de prérinçage commerciaux

68 Le passage de l'article 800 du même règlement précédant la première définition est remplacé par ce qui suit :

Définitions

800 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente sous-section.

69 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 803, de ce qui suit :

SOUS-SECTION B

Robinets

Définitions

803.1 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente sous-section.

distributeur d'eau à basse pression Raccord terminal qui distribue l'eau potable à une pression inférieure ou égale à 105 kPa (15 psi). (*low-pressure water dispenser*)

robinet S'entend :

- a) d'un robinet de lavabo à usage privé;
- b) d'un aérateur de remplacement pour robinet de lavabo à usage privé;
- c) d'un robinet de lavabo à usage public;
- d) d'un aérateur de remplacement pour robinet de lavabo à usage public;

(g) a metering faucet.

It does not include a low-pressure water dispenser or a pot filler. (*robinet*)

low-pressure water dispenser means a terminal fitting that dispenses drinking water at a pressure of 105 kPa (15 psi) or less. (*distributeur d'eau à basse pression*)

pot filler means a terminal fitting that can accommodate only a single supply water inlet, with an articulated arm or the equivalent that allows the product to reach to fill vessels when in use and allows the product to be retracted when not in use. (*robinet remplisseur*)

Energy-using product

803.2 (1) A faucet is prescribed as an energy-using product.

Limit

(2) However, for the purposes of sections 4, 5 and 803.3, a faucet is not considered to be an energy-using product unless it is manufactured on or after July 1, 2026.

Energy efficiency standards

803.3 (1) The energy efficiency standards set out in column 2 of the table to this section apply to faucets described in column 1.

Testing standard

(2) A faucet complies with the energy efficiency standard if it meets that standard when tested in accordance with the applicable testing procedures established by 10 C.F.R. Appendix S.

e) d'un robinet de cuisine, à l'exception de celui destiné à être utilisé dans les cuisines d'établissements industriels, commerciaux ou institutionnels;

f) d'un aérateur de remplacement pour robinet de cuisine, à l'exception de celui destiné à être utilisé dans les cuisines d'établissements industriels, commerciaux ou institutionnels;

g) d'un robinet doseur.

La présente définition ne vise pas les distributeurs d'eau à basse pression ou les robinets remplisseurs. (*faucet*)

robinet remplisseur Raccord terminal qui ne peut accueillir qu'une seule entrée d'alimentation en eau, avec un bras articulé ou l'équivalent, permettant le remplissage des récipients lorsque le produit est utilisé et son retrait lorsqu'il n'est pas utilisé. (*pot filler*)

Matériel consommateur d'énergie

803.2 (1) Les robinets sont désignés comme matériels consommateurs d'énergie.

Restriction

(2) Cependant, pour l'application des articles 4, 5 et 803.3, ils ne sont pas considérés ainsi à moins qu'ils ne soient fabriqués le 1^{er} juillet 2026 ou après cette date.

Normes d'efficacité énergétique

803.3 (1) Les normes d'efficacité énergétique prévues à la colonne 2 du tableau du présent article s'appliquent aux robinets mentionnés à la colonne 1.

Norme de mise à l'essai

(2) Tout robinet est conforme à la norme d'efficacité énergétique s'il y satisfait lorsqu'il est mis à l'essai selon les méthodes applicables prévues à l'appendice S 10 C.F.R.

TABLE

	Column 1	Column 2
Item	Energy-using Product	Energy Efficiency Standard
1	Private lavatory faucets and private lavatory faucet replacement aerators	Maximum water flow rate ≤ 4.7 L/min (1.2 US gallons/min) measured at 414 kPa (60 psi)
2	Public lavatory faucets — other than metering faucets — and public lavatory faucet replacement aerators	Maximum water flow rate ≤ 2.0 L/min (0.5 US gallons/min) measured at 414 kPa (60 psi)
3	Kitchen faucets and kitchen faucet replacement aerators	Maximum water flow rate ≤ 7.0 L/min (1.8 US gallons/min), with optional temporary flow rate ≤ 8.5 L/min (2.2 US gallons/min) measured at 414 kPa (60 psi)
4	Metering faucets	Maximum water flow rate ≤ 0.95 L/cycle (0.25 US gallons/cycle) measured at 414 kPa (60 psi)

TABLEAU

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Matériel consommateur d'énergie	Norme d'efficacité énergétique
1	Robinets de lavabo à usage privé et aérateurs de remplacement de robinets de lavabo à usage privé	Débit d'eau maximal $\leq 4,7$ L/min ($\leq 1,2$ gallons US/min) mesuré à 414 kPa (60 psi)
2	Robinets de lavabo à usage public — autres que les robinets doseurs — et aérateurs de remplacement de robinets de lavabo à usage public	Débit d'eau maximal $\leq 2,0$ L/min (0,5 gallons US/min) mesuré à 414 kPa (60 psi)
3	Robinets de cuisine et aérateurs de remplacement pour robinets de cuisine	Débit d'eau maximal $\leq 7,0$ L/min (1,8 gallons US/min), avec un débit temporaire optionnel $\leq 8,5$ L/min (2,2 gallons US/min) mesuré à 414 kPa (60 psi)
4	Robinets doseurs	Débit d'eau maximal $\leq 0,95$ L/cycle (0,25 gallons US/cycle) mesuré à 414 kPa (60 psi)

Information

803.4 For the purpose of subsection 5(1) of the Act, the following information must be collected in accordance with 10 C.F.R. Appendix S and provided to the Minister in respect of a faucet:

- (a) its type;
- (b) the maximum water flow rate, in litres per cycle (US gallons per cycle) for metering faucets and in litres per minute (US gallons per minute) for other faucets;
- (c) if the product is a kitchen faucet with the capacity for temporary flow rate increase, the maximum flow rate of that temporary flow in litres per minute (US gallons per minute) in addition to the information referred to in paragraph (b); and
- (d) the flowing water pressure at which the maximum water flow rate was measured, expressed in kPa (psi).

SUBDIVISION C**Showerheads****Definition of *showerhead***

803.5 In this Subdivision, *showerhead* means a component or set of components with one or multiple nozzles that is intended for attachment to a single supply fitting for spraying water onto a bather. It does not include a showerhead intended for the emergency washing of a person who has been exposed to hazardous materials by flushing the body with water.

)

Energy-using product

803.6 (1) A showerhead is prescribed as an energy-using product.

Renseignements

803.4 Pour l'application du paragraphe 5(1) de la Loi, les renseignements ci-après concernant les robinets sont établis conformément à l'appendice S 10 C.F.R. et communiqués au ministre :

- a) le type d'équipement;
- b) le débit d'eau maximal, en litres par cycle (gallons US par cycle) pour les robinets doseurs et en litres par minute (gallons US par minute) pour les autres robinets;
- c) en plus du renseignement prévu à l'alinéa b), s'agissant d'un robinet de cuisine permettant d'augmenter temporairement le débit, le débit maximal temporaire en litres par minute (gallons US par minute);
- d) la pression d'écoulement de l'eau du robinet, mesurée à son débit maximal et exprimée en kPa (psi).

SOUS-SECTION C**Pommes de douche****Définition de *pomme de douche***

803.5 Dans la présente sous-section, *pomme de douche* s'entend d'un composant ou d'un ensemble de composants destinés à être fixés à un raccord d'alimentation unique pour projeter de l'eau sur un baigneur au moyen d'une ou de plusieurs buses. La présente définition exclut les pommes de douche conçues pour le rinçage d'urgence d'une personne ayant été exposée à des produits dangereux.

Matériel consommateur d'énergie

803.6 (1) Les pommes de douche sont désignées comme matériels consommateurs d'énergie.

Limit

(2) However, for the purposes of sections 4, 5 and 803.7, a showerhead is not considered to be an energy-using product unless it is manufactured on or after July 1, 2026.

Energy efficiency standard

803.7 (1) The energy efficiency standards set out in column 2 of the table to this section apply to showerheads described in column 1. For showerheads with multiple nozzles, the maximum water flow rate applies regardless of the number of nozzles in use.

Testing standard

(2) A showerhead complies with the energy efficiency standard if it meets that standard when tested in accordance with the applicable testing procedures established by 10 C.F.R. Appendix S.

TABLE

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Energy Efficiency Standard
1	Showerheads with one nozzle	Maximum water flow rate ≤ 7.0 L/min (1.8 U.S. gallons/min) measured at 552 kPa (80 psi)
2	Showerheads with multiple nozzles	Maximum water flow rate ≤ 7.0 L/min (1.8 U.S. gallons/min) measured at 552 kPa (80 psi)

TABLEAU

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme d'efficacité énergétique
1	Pommes de douche à une buse	Débit d'eau maximal ≤ 7,0 L/min (1,8 gallons US/min) mesuré à 552 kPa (80 psi)
2	Pommes de douche à buses multiples	Débit d'eau maximal ≤ 7,0 L/min (1,8 gallons US/min) mesuré à 552 kPa (80 psi)

Information

803.8 For the purpose of subsection 5(1) of the Act, the following information must be collected in accordance with 10 C.F.R. Appendix S and provided to the Minister in respect of a showerhead:

- (a)** the number of nozzles;
- (b)** the maximum water flow rate when all nozzles are used, in litres per minute (US gallons per minute); and
- (c)** the flowing water pressure used, expressed in kPa (psi).

Restrictions

(2) Toutefois, pour l'application des articles 4, 5 et 803.7, elles ne sont pas considérées ainsi à moins qu'elles ne soient fabriquées le 1^{er} juillet 2026 ou après cette date.

Normes d'efficacité énergétique

803.7 (1) Les normes d'efficacité énergétique prévues à la colonne 2 du tableau du présent article s'appliquent aux pommes de douche mentionnées à la colonne 1. S'agissant des pommes de douche à buses multiples, le débit d'eau maximal s'applique indépendamment du nombre de buses utilisées.

Norme de mise à l'essai

(2) Toute pomme de douche est conforme à la norme d'efficacité énergétique si elle y satisfait lorsqu'elle est mise à l'essai selon les méthodes applicables prévues dans l'appendice S 10 C.F.R.

Renseignements

803.8 Pour l'application du paragraphe 5(1) de la Loi, les renseignements ci-après concernant les pommes de douches sont établis conformément à l'appendice S 10 C.F.R. et communiqués au ministre :

- a)** le nombre de buses;
- b)** le débit maximal, en litres par minute (gallons US par minute) lorsque toutes les buses sont utilisées;
- c)** la pression d'écoulement de l'eau pendant l'utilisation, exprimée en kPa (psi).

70 The Regulations are amended by adding the following after section 807:

SUBDIVISION B

Pool Pumps

Definitions

808 The following definitions apply in this Subdivision.

pool pump means a pump that is designed for use with a pool or spa and that is one of the following :

- (a) a filter pump having a hydraulic power less than 1.865 kW (2.5 HP);
- (b) a pressure cleaner booster pump;
- (c) a waterfall pump with a maximum head less than or equal to 9.144 m (30 ft) and a maximum speed less than or equal to 1800 RPM;
- (d) a pump with an integral sand filter;
- (e) a pump with an integral cartridge filter;
- (f) a pump for a storable electric spa; or
- (g) a pump for a rigid electric spa.

It does not include

- (h) a clean water pump;
- (i) a circulator pump;
- (j) a submersible pump ; or
- (k) a pool filter pump with hydraulic output power equal to or greater than 1.865 kW (2.5 HP). (*pompe de piscine*)

10 C.F.R. §431.465(f) means the table to paragraph (f) of section 431.465 of Subpart Y, Part 431 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, as amended from time to time. (*10 C.F.R. §431.465(f)*)

10 C.F.R. §431.465(g) means paragraph (g) of section 431.465 of Subpart Y, Part 431 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, as amended from time to time. (*10 C.F.R. §431.465(g)*)

10 C.F.R. §431.465(h) means paragraph (h) of section 431.465 of Subpart Y, Part 431 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, as amended from time to time. (*10 C.F.R. §431.465(h)*)

70 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 807, de ce qui suit :

SOUS-SECTION B

Pompes de piscine

Définitions

808 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente sous-section.

appendice C 10 C.F.R. L'appendice C de la sous-partie Y de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, intitulé *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Efficiency of Dedicated-Purpose Pool Pumps*, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. Appendix C*)

10 C.F.R. §431.465(f) Le tableau de l'alinéa (f) de la section 431.465 de la sous-partie Y de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. §431.465(f)*)

10 C.F.R. §431.465(g) L'alinéa (g) de la section 431.465 de la sous-partie Y de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. §431.465(g)*)

10 C.F.R. §431.465(h) L'alinéa (h) de la section 431.465 de la sous-partie Y de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. §431.465(h)*)

pompe de piscine Pompe qui est conçue pour être utilisée avec une piscine ou un spa et qui est de l'un des types suivants :

- a) les pompes de filtration de piscine dont la puissance hydraulique est inférieure à 1,865 kW (2,5 HP);
- b) les pompes de surpression pour nettoyeur haute pression;
- c) les pompes à chute d'eau dont la hauteur de chute maximale est inférieure ou égale à 9,144 m (30 pi) et dont la vitesse maximale est inférieure ou égale à 1800 tours par minute;
- d) les pompes de piscine avec filtre à sable intégré;
- e) les pompes de piscine avec filtre à cartouche intégré;
- f) les pompes pour spa électrique portatif;
- g) les pompes pour spa électrique rigide.

10 C.F.R. Appendix C means Appendix C to Subpart Y, Part 431 of Title 10 to the United States *Code of Federal Regulations*, entitled *Uniform Test Method for the Measurement of Energy Efficiency of Dedicated-Purpose Pool Pumps*, as amended from time to time. (*10 C.F.R. appendice C*)

Energy-using product

809 (1) A pool pump is prescribed as an energy-using product.

Limit

(2) However, for the purposes of sections 4, 5 and 810, a pool pump is not considered to be an energy-using product unless it is manufactured on or after January 1, 2025.

Energy efficiency standards

810 (1) The energy efficiency standards set out in column 3 of the table to this section apply to pool pumps described in column 1.

Testing standard

(2) A pool pump complies with the energy efficiency standard if it meets that standard when tested in accordance with any applicable testing procedures established by the standard set out in column 2 of the table to this section.

TABLE

Item	Column 1 Energy-using Product	Column 2 Testing Standard	Column 3 Energy Efficiency Standard
1	Self-priming pool filter pumps that have a single phase electric motor and hydraulic horsepower of 0.711 HP or more but less than 2.5 HP	10 C.F.R. Appendix C	10 C.F.R. §431.465(f) 10 C.F.R. §431.465(h)
2	Self-priming pool filter pumps that have a single phase electric motor and hydraulic horsepower of less than 0.711 HP	10 C.F.R. Appendix C	10 C.F.R. §431.465(f) 10 C.F.R. §431.465(h)
3	Non-self-priming pool filter pumps that have hydraulic horsepower of less than 2.5 HP	10 C.F.R. Appendix C	10 C.F.R. §431.465(f) 10 C.F.R. §431.465(h)
4	Pressure cleaner booster pumps	10 C.F.R. Appendix C	10 C.F.R. §431.465(f) 10 C.F.R. §431.465(h)
5	Waterfall pumps	10 C.F.R. Appendix C	10 C.F.R. §431.465(h)
6	Integral sand filter pool pumps	None	10 C.F.R. §431.465(g) 10 C.F.R. §431.465(h)
7	Integral cartridge filter pool pumps	None	10 C.F.R. §431.465(g) 10 C.F.R. §431.465(h)
8	Storable spa pumps	None	10 C.F.R. §431.465(h)
9	Rigid spa pumps	None	10 C.F.R. §431.465(h)

La présente définition ne vise pas :

h) les pompes à eau claire;

i) les pompes de circulation;

j) les pompes submersibles;

k) les pompes de filtration de piscine dont la puissance de sortie hydraulique est égale ou supérieure à 1,865 kW (2,5 HP). (*pool pump*)

Matériel consommateur d'énergie

809 (1) Les pompes de piscine sont désignées comme matériels consommateurs d'énergie.

Restriction

(2) Cependant, pour l'application des articles 4, 5 et 810, elles ne sont pas considérées ainsi à moins qu'elles ne soient fabriquées le 1^{er} janvier 2025 ou après cette date.

Normes d'efficacité énergétique

810 (1) Les normes d'efficacité énergétique prévues à la colonne 3 du tableau du présent article s'appliquent aux pompes de piscine mentionnées dans la colonne 1.

Norme de mise à l'essai

(2) Toute pompe de piscine est conforme à la norme d'efficacité énergétique si elle y satisfait lorsqu'elle est mise à l'essai selon les méthodes applicables prévues dans la colonne 2, le cas échéant.

TABLEAU

Article	Colonne 1 Matériel consommateur d'énergie	Colonne 2 Norme de mise à l'essai	Colonne 3 Norme d'efficacité énergétique
1	Pompes de filtration de piscine auto-amorçantes, de moteur électrique monophasé et de puissance hydraulique de 0,711 HP ou plus, mais inférieure à 2,5 HP	Appendice C 10 C.F.R.	10 C.F.R. §431.465(f) 10 C.F.R. §431.465(h)
2	Pompes de filtration de piscine auto-amorçantes, de moteur électrique monophasé et de puissance hydraulique inférieure à 0,711 HP	Appendice C 10 C.F.R.	10 C.F.R. §431.465(f) 10 C.F.R. §431.465(h)
3	Pompes de filtration de piscine non auto-amorçantes de puissance hydraulique inférieure à 2,5 HP	Appendice C 10 C.F.R.	10 C.F.R. §431.465(f) 10 C.F.R. §431.465(h)
4	Pompes de surpression pour nettoyeur haute pression	Appendice C 10 C.F.R.	10 C.F.R. §431.465(f) 10 C.F.R. §431.465(h)
5	Pompes à chute d'eau	Appendice C 10 C.F.R.	10 C.F.R. §431.465(h)
6	Pompes de piscine avec filtre à sable intégré	Non requis	10 C.F.R. §431.465(g) 10 C.F.R. §431.465(h)
7	Pompes de piscine avec filtre à cartouche intégré	Non requis	10 C.F.R. §431.465(g) 10 C.F.R. §431.465(h)
8	Pompes pour spa électrique portatif	Non requis	10 C.F.R. §431.465(h)
9	Pompes pour spa électrique rigide	Non requis	10 C.F.R. §431.465(h)

Information

811 For the purpose of subsection 5(1) of the Act, the following information must be provided to the Minister in respect of a pool pump:

- (a) its type;
- (b) its nominal motor power, expressed in watts;
- (c) its nominal hydraulic power, in watts;
- (d) its total power, in watts;
- (e) in the case of a self-priming pool filter pump, a non-self-priming pool filter pump, a waterfall pump or a pressure cleaner booster pump, its weighted energy factor;
- (f) in the case of a pool pump with an integral filter, information that indicates whether it has a separate or built-in timer;
- (g) information that indicates whether the pool pump has freeze protection controls;
- (h) in the case of a pool pump with freeze protection controls, information that indicates whether freeze protection is enabled or disabled; and

Renseignements

811 Pour l'application du paragraphe 5(1) de la Loi, les renseignements ci-après concernant les pompes de piscine sont communiqués au ministre :

- a) le type d'équipement;
- b) la puissance nominale du moteur, exprimée en watts;
- c) la puissance hydraulique nominale, exprimée en watts;
- d) la puissance totale, exprimée en watts;
- e) s'agissant d'une pompe de filtration de piscine auto-amorçante, d'une pompe de filtration de piscine non auto-amorçante, d'une pompe à chute d'eau ou d'une pompe de surpression pour nettoyeur à pression, une indication de son facteur énergétique pondéré;
- f) s'agissant d'une pompe de piscine avec filtre intégré, une indication selon laquelle elle est dotée d'une minuterie séparée ou intégrée;
- g) une indication selon laquelle la pompe de piscine est dotée ou non de commandes de protection contre le gel;

(i) in the case of a pool pump with freeze protection controls that are enabled, its default dry-bulb air temperature setting, its default run-time and its default motor speed.

DIVISION 15

Air Compressors

Definitions

812 The following definitions apply in this Division.

compressor means a machine or apparatus that converts different types of energy into the potential energy of gas pressure for displacement and compression of gaseous media to any pressure value above atmospheric pressure and has a pressure ratio at full-load operating pressure greater than 1.3. (*compresseur*)

air compressor means a lubricated rotary compressor that is designed to compress air, that has an inlet open to the atmosphere or other source of air and that is made up of a compression element, one or more drivers, mechanical equipment to drive the compression element, any ancillary equipment and has all of the following features:

- (a) it is driven by a brushless three-phase electric motor;
- (b) it is air- or liquid-cooled;
- (c) it is fixed- or variable-speed;
- (d) it has a full-load operating pressure greater than or equal to 0.52 MPa (75 psig) and less than or equal to 1.38 MPa (200 psig);
- (e) it has a full-load actual volume flow rate greater than or equal to 0.99 m³/min (35 cfm), or one with a motor whose nominal power is greater than or equal to 7.46 kW (10 HP);
- (f) it has a full-load actual volume flow rate less than or equal to 35.4 m³/min (1250 cfm), or is sold or supplied with a compressor motor whose nominal power is less than or equal to 149.14 kW (200 HP).

It does not include

- (g) a liquid ring compressor;

(h) s'agissant d'une pompe de piscine dotée de commandes de protection contre le gel, une indication selon laquelle la protection est activée ou non;

(i) s'agissant d'une pompe de piscine avec commandes de protection contre le gel qui est activée, ses réglages par défaut pour la température sèche de l'air, la durée de fonctionnement et la vitesse du moteur.

SECTION 15

Compresseurs d'air

Définitions

812 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente section.

appendice A 10 C.F.R. L'appendice A de la sous-partie T de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, intitulé *Uniform Test Method for Certain Compressors*, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. Appendix A*)

compresseur Machine ou appareil qui convertit différents types d'énergie en l'énergie potentielle de gaz comprimé, en déplaçant et en compressant le milieu gazeux à une valeur de pression supérieure à la pression atmosphérique et dont le rapport de pression à la pression de fonctionnement à pleine charge est supérieur à 1,3. (*compressor*)

compresseur d'air Compresseur rotatif lubrifié qui est conçu pour comprimer de l'air, dont l'entrée est ouverte à l'atmosphère ou à une autre source d'air, qui est composé d'un élément de compression (compresseur nu), d'un ou de plusieurs moteurs, d'un équipement mécanique pour entraîner l'élément de compression et de tout équipement auxiliaire et qui possède les caractéristiques suivantes :

- (a) il est entraîné par un moteur électrique triphasé sans balais;
- (b) il est soit refroidi à l'air, soit refroidi par liquide;
- (c) il est soit à vitesse fixe, soit à vitesse variable;
- (d) il a une pression de fonctionnement à pleine charge supérieure ou égale à 0,52 MPa (75 lb/po²) et inférieure ou égale à 1,38 MPa (200 lb/po²);
- (e) il a un débit volumique réel à pleine charge supérieur ou égal à 0,99 m³/min (35 pi³/min), ou est doté d'un moteur d'une puissance nominale supérieure ou égale à 7,46 kW (10 HP);

(h) a rotary-type positive displacement compressor for use in the petroleum, petrochemical or natural gas industries; or

(i) a reciprocating compressor. (*compresseur d'air*)

10 C.F.R. Appendix A means Appendix A to Subpart T, Part 431 of Title 10 to the United States Code of Federal Regulations, entitled *Uniform Test Method for Certain Air Compressors*, as amended from time to time. (*appendice A 10 C.F.R.*)

10 C.F.R. §431.345 means the table to section 431.345 to Subpart T, Part 431 of Title 10 to the United States Code of Federal Regulations, as amended from time to time. (*10 C.F.R. §431.345*)

Energy-using product

813 (1) An air compressor is prescribed as an energy-using product.

Limit

(2) However, for the purposes of sections 4, 5 and 814, an air compressor is not considered to be an energy-using product unless it is manufactured on or after January 10, 2025.

Energy efficiency standard

814 (1) The energy efficiency standard that applies to an air compressor is the minimum package isentropic efficiency set out for the applicable equipment class in 10 C.F.R. §431.345.

Testing standard

(2) An air compressor complies with the energy efficiency standard if it meets that standard when tested in accordance with the applicable testing procedures established by 10 C.F.R. Appendix A.

Information

815 For the purpose of subsection 5(1) of the Act, the following information must be collected in accordance with 10 C.F.R. Appendix A and provided to the Minister in respect of an air compressor:

- (a) its equipment class;
- (b) the air compressor motor nominal power, expressed in kilowatts (HP);
- (c) its dimensionless full-load package isentropic efficiency or part-load package isentropic efficiency, as applicable;

f) il a un débit volumique réel à pleine charge inférieur ou égal à 35,4 m³/min (1 250 pi³/min), ou est vendu ou fourni avec un moteur d'une puissance nominale inférieure ou égale à 149,14 kW (200 HP);

La présente définition ne vise pas :

- g) les compresseurs à anneau liquide;
- h) les compresseurs volumétriques rotatifs destinés aux industries pétrolières, pétrochimiques et du gaz naturel;
- i) les compresseurs à pistons. (*air compressor*)

10 C.F.R. §431.345 Le tableau de la section 431.345 de la sous-partie T de la partie 431 du titre 10 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, avec ses modifications successives. (*10 C.F.R. §431.345*)

Matériel consommateur d'énergie

813 (1) Les compresseurs d'air sont désignés comme matériels consommateurs d'énergie.

Restriction

(2) Cependant, pour l'application des articles 4, 5 et 814, ils ne sont pas considérés ainsi à moins qu'ils ne soient fabriqués le 10 janvier 2025 ou après cette date.

Norme d'efficacité énergétique

814 (1) La norme d'efficacité énergétique qui s'applique à un compresseur d'air correspond au rendement isentropique minimal prévu au tableau 10 C.F.R. §431.345 pour la classe d'équipement à laquelle il appartient.

Norme de mise à l'essai

(2) Tout compresseur d'air est conforme à la norme d'efficacité énergétique s'il y satisfait lorsqu'il est mis à l'essai selon les méthodes applicables prévues à l'appendice A 10 C.F.R.

Renseignements

815 Pour l'application du paragraphe 5(1) de la Loi, les renseignements ci-après concernant les compresseurs d'air sont établis conformément à l'appendice A 10 C.F.R. et communiqués au ministre :

- a) la classe d'équipement;
- b) la puissance nominale du moteur du compresseur d'air, exprimée en kilowatts (HP);
- c) le rendement isentropique minimal adimensionnel à pleine charge ou à charge partielle, selon le cas;

(d) its full-load actual volume flow rate, expressed in m³/min (cfm);

(e) its full-load operating pressure, expressed in MPa (psig);

(f) its maximum full-flow operating pressure, expressed in MPa (psig);

(g) its pressure ratio at full-load operating pressure; and

(h) if any ancillary equipment that is not part of the air compressor package is installed for testing,

(i) a description of the ancillary equipment,

(ii) the manufacturer of the ancillary equipment and, if it is different than the manufacturer, the brand,

(iii) the model number of the ancillary equipment,

(iv) the serial number of the ancillary equipment, if any, and

(v) the input voltage, number of phases and input frequency of the ancillary equipment, if applicable.

71 The Regulations are amended by adding, after Schedule 3, the Schedule 4 set out in the schedule to these Regulations.

Coming into Force

72 (1) Subject to subsection (2), these Regulations come into force on the day that, in the sixth month after the month in which these Regulations are published in the *Canada Gazette, Part II*, has the same calendar number as the day on which they are published or, if that sixth month has no day with that number, the last day of that sixth month.

(2) Subsections 1(1), 18(1), 21(1), 33(1), 36(1), 40(1), 45(1) and 63(1) come into force on the day on which these Regulations are published in the *Canada Gazette, Part II*.

d) le débit volumique réel à pleine charge, exprimé en m³/min (pi³/min);

e) la pression de fonctionnement à pleine charge, exprimée en MPa (lb/po²);

f) la pression de fonctionnement maximale à pleine charge, exprimée en MPa (lb/po²);

g) le rapport de pression à la pression de fonctionnement à pleine charge;

h) si un équipement auxiliaire ne faisant pas partie de l'ensemble du compresseur d'air est installé pour l'essai :

(i) la description de l'équipement,

(ii) le nom de son fabricant et celui de sa marque, s'il est différent,

(iii) son numéro de modèle,

(iv) son numéro de série, le cas échéant,

(v) sa tension d'entrée, son nombre de phases et sa fréquence d'entrée, le cas échéant.

71 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'annexe 3, de l'annexe 4 figurant à l'annexe du présent règlement.

Entrée en vigueur

72 (1) Sous réserve du paragraphe (2), le présent règlement entre en vigueur le jour qui, dans le sixième mois suivant le mois de sa publication dans la *Partie II de la Gazette du Canada*, porte le même quantième que le jour de sa publication ou, à défaut de quantième identique, le dernier jour de ce sixième mois.

(2) Les paragraphes 1(1), 18(1), 21(1), 33(1), 36(1), 40(1), 45(1) et 63(1) entrent en vigueur le jour de la publication du présent règlement dans la *Partie II de la Gazette du Canada*.

SCHEDULE

(Section 71)

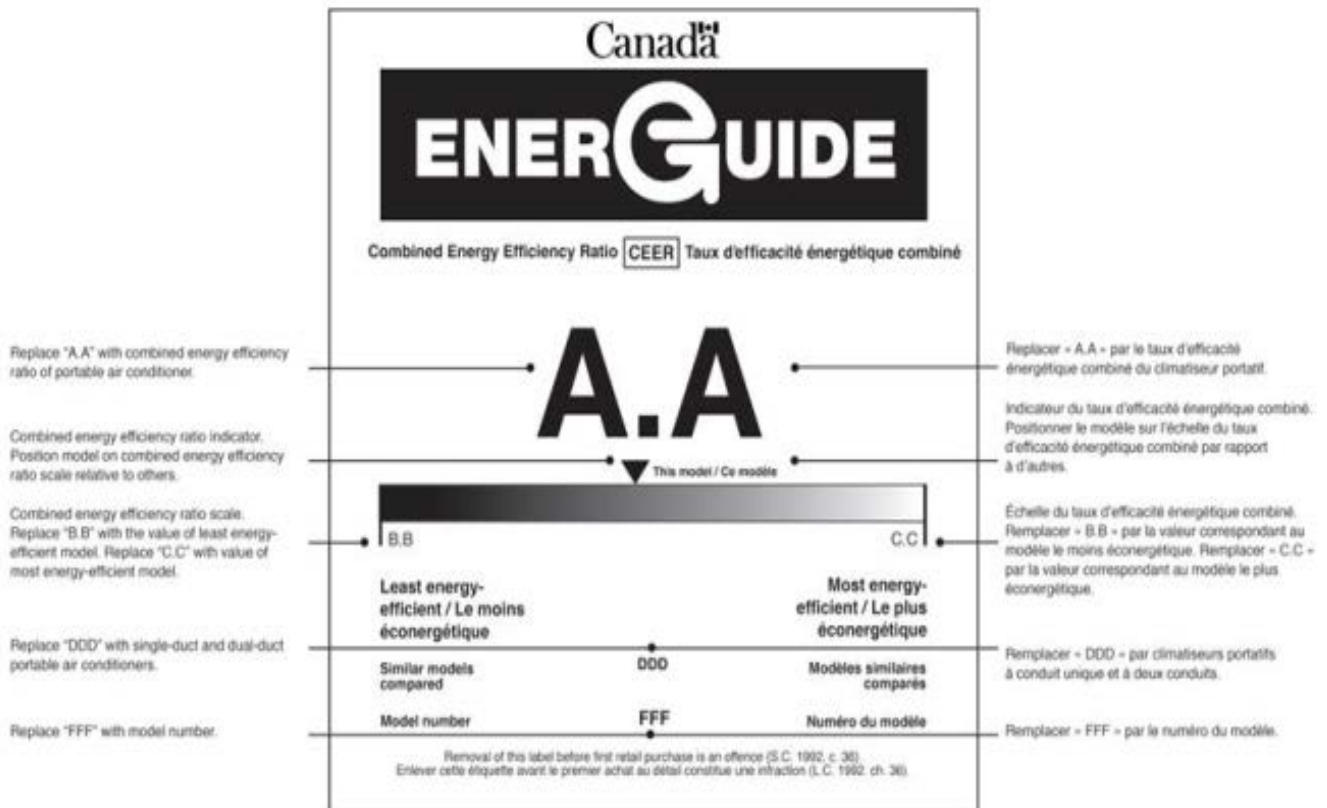
ANNEXE

(article 71)

SCHEDULE 4 / ANNEXE 4

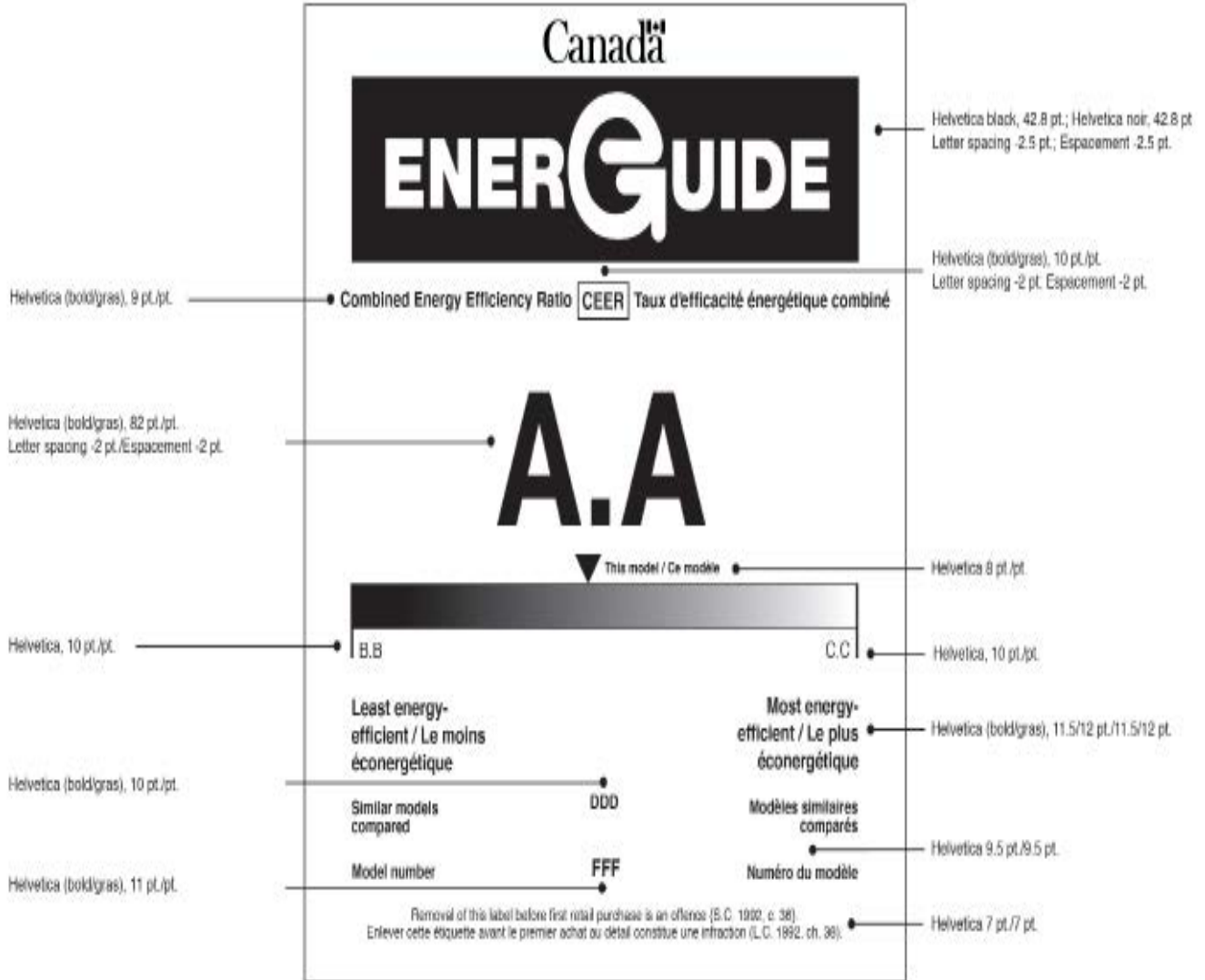
(Section 147 / article 147)

Explanation for Elements on Portable Air Conditioner Energy Efficiency Label / Explication du contenu de l'étiquette indiquant l'efficacité énergétique des climatiseurs portables



SCHEDULE 4 (CONTINUED) / ANNEXE 4 (SUITE)

Label size/Taille de l'étiquette : 13.49 cm x 14.76 cm / 13.49 cm x 14.76 cm
Colour: black and white (as shown)/Couleur : noir et blanc (voir ci-dessous)



Regulations Amending and Repealing Certain Regulations Made Under the Canada Shipping Act, 2001 (Environmental Response)

Statutory authority

Canada Shipping Act, 2001

Sponsoring department

Department of Transport

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Regulations outline how we prepare for and respond to potential oil spills. Currently, there are gaps in both the *Response Organizations Regulations* (ROR) and the *Environmental Response Regulations* (ERR), which could impact Canada's readiness to respond to marine oil spills.

The ROR, which detail the oil spill preparedness and certification requirements for response organizations (ROs) certified by Transport Canada (TC), have not been updated since they were first introduced in 1995. Consequently, the regulatory framework is out of date and does not reflect how response practices have evolved and does not address public expectations that response plans be tailored to local conditions along Canada's coasts.

Since the ERR were implemented in 2019, various gaps and inconsistencies have been identified in the requirements for oil handling facility (OHF) operators that have caused confusion among some stakeholders and created challenges in enforcing certain provisions.

Description: The *Regulations Amending and Repealing Certain Regulations Made under the Canada Shipping Act, 2001 (Environmental Response)* [proposed Regulations] would establish new requirements and amend existing requirements for ROs and OHF operators and consolidate them within the ERR. The ROR would consequently be repealed when the proposed Regulations come into force. The proposed

Règlement modifiant et abrogeant certains règlements pris en vertu de la Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada (intervention environnementale)

Fondement législatif

Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada

Ministère responsable

Ministère des Transports

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Le présent résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Enjeux : La réglementation définit les modalités de préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. Les lacunes actuelles dans le *Règlement sur les organismes d'intervention* (ROI) et dans le *Règlement sur l'intervention environnementale* (RIE) pourraient nuire à l'état de préparation du Canada en cas de déversement d'hydrocarbures en mer.

Le ROI, qui détaille les exigences en matière de préparation aux déversements d'hydrocarbures et de certification des organismes d'intervention (OI) certifiés par Transports Canada, n'a pas été mis à jour depuis son introduction en 1995. Par conséquent, le cadre réglementaire est dépassé et ne reflète pas l'évolution des pratiques d'intervention. Il ne répond pas aux attentes du public, qui souhaite que les plans d'intervention soient adaptés aux conditions locales le long des côtes canadiennes.

Depuis la mise en œuvre du RIE en 2019, les différentes lacunes et incohérences décelées dans les exigences imposées aux exploitants d'installations de maintenance des hydrocarbures (IMH) ont semé la confusion parmi certaines parties prenantes et créé des difficultés dans l'application de certaines dispositions.

Description : Le *Règlement modifiant et abrogeant certains règlements pris en vertu de la Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada (intervention environnementale)* [règlement proposé] établirait de nouvelles exigences et modifierait les exigences existantes pour les OI et les exploitants d'IMH et les consoliderait au sein du RIE. Le ROI serait donc abrogé lors de l'entrée en vigueur du règlement proposé. Le règlement

Regulations would also amend the *Administrative Monetary Penalties and Notices (CSA 2001) Regulations* to designate new plan review, reporting and notification requirements for ROs as violations subject to administrative monetary penalties (AMPs) to ensure consistency in the enforcement of RO requirements, many of which are already subject to AMPs.

The proposed Regulations seek to clarify and enhance RO preparedness requirements, as well as ensure that ROs have the capacity to respond more effectively to oil pollution incidents up to 10 000 tonnes.

The proposed Regulations would also revise existing requirements to address various gaps that Transport Canada has identified in the ERR.

Rationale: The volume of oil being transported in Canadian waters as cargo and fuel is expected to continue to grow over the coming years, inline with increasing commercial vessel traffic and as a result of port and energy projects across the country. This rising volume of traffic emphasizes the importance of a robust oil pollution preparedness and response regime to protect Canadian waters from the impacts of ship-source oil spills.

The *Canada Shipping Act, 2001* (CSA 2001) requires OHF operators and vessels of certain gross tonnage (“prescribed vessels”) to have plans in place to immediately respond to an oil spill and to have arrangements for oil spill response services with TC-certified ROs to operate in Canadian waters south of 60°N. While the CSA 2001 sets the general rules regarding oil spill preparedness for OHF operators and ROs, specific requirements are prescribed in regulation. Requirements for OHF operators are established under the ERR, and requirements for ROs are established under ROR. Therefore, in order to modify the oil spill preparedness requirements for OHF operators and ROs, amendments must be made to these regulations.

The proposed Regulations are estimated to result in net cost impact of \$1.09 million between 2025 and 2035 (present value in 2023 Canadian dollars, discounted to the base year of 2025 at a 7% discount rate). The proposed Regulations would result in a cost of \$1.51 million

proposé modifierait également le *Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires et les avis (LMMC 2001)* pour désigner les nouvelles exigences en matière d’examen des plans, de rapports et de notifications pour les OI comme des violations soumises à des sanctions monétaires administratives afin d’assurer la cohérence de l’application des exigences relatives aux OI, dont un grand nombre sont déjà soumises à des sanctions monétaires administratives.

Le règlement proposé vise à clarifier et à renforcer les exigences en matière de préparation des OI, ainsi qu’à garantir que les OI ont la capacité de répondre plus efficacement aux incidents de pollution par les hydrocarbures jusqu’à 10 000 tonnes.

Le règlement proposé réviserait également les exigences existantes pour combler les diverses lacunes que Transports Canada a recensées dans le RIE.

Justification : Le volume de pétrole transporté dans les eaux canadiennes sous forme de cargaison et de carburant devrait continuer à augmenter au cours des prochaines années, parallèlement à l’accroissement du trafic des navires commerciaux et à la suite de projets portuaires et énergétiques dans l’ensemble du pays. Ce volume croissant de trafic souligne l’importance d’un solide régime de préparation et d’intervention en cas de pollution par les hydrocarbures, afin de protéger les eaux canadiennes des conséquences des déversements d’hydrocarbures causés par les navires.

La *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* (LMMC 2001) exige que les exploitants d’IMH et les navires d’un certain tonnage brut (« bâtiments réglementaires ») aient mis en place des plans d’intervention immédiate en cas de déversement d’hydrocarbures et qu’ils aient pris des dispositions pour assurer des services d’intervention en cas de déversement d’hydrocarbures avec des OI certifiés par Transports Canada pour opérer dans les eaux canadiennes au sud du 60° parallèle. Si la LMMC 2001 fixe les règles générales concernant la préparation aux déversements d’hydrocarbures pour les exploitants d’IMH et les OI, les exigences spécifiques sont prescrites par la réglementation. Les exigences applicables aux exploitants d’IMH sont définies dans le RIE et celles applicables aux OI sont définies dans le ROI. Par conséquent, pour modifier les exigences en matière de préparation aux déversements d’hydrocarbures pour les exploitants d’IMH et les OI, des modifications doivent être apportées à ces règlements.

On estime que le règlement proposé aura un impact net sur les coûts de 1,09 M\$ entre 2025 et 2035 (valeur actuelle en dollars canadiens de 2023, actualisée à l’année de référence 2025 à un taux d’actualisation de 7 %). Le règlement proposé entraînerait un coût de 1,51 M\$

over the analytical time frame, of which \$145,464 would be incurred by ROs, \$1.10 million by OHFs and \$264,837 by the Government of Canada. In addition, the proposed Regulations are estimated to result in a total benefit of \$420,652 over the analytical time frame. This cost saving would be incurred by OHFs (\$381,468) and the Government of Canada (\$39,184).¹

Analysis under the small business lens concluded that the proposed Regulations would impact small businesses. A total incremental cost of \$29,774 or an annualized cost of \$1,985 per business would be incurred by small businesses between 2025 and 2035.

The one-for-one rule applies since there would be a net incremental decrease in administrative burden on business, and an existing regulatory title is repealed. The proposed Regulations would repeal the ROR and their content would be updated and amalgamated into the ERR. As a result, a net of one title out is counted under the rule. It is estimated that the annualized administrative burden decrease would be \$6,806 or an annualized decrease of \$29.85 per business (present value in 2012 Canadian dollar, discounted to the year 2012 with a 7% discount rate for a 10-year period between 2025 and 2034).

pour la période d'analyse, dont 145 464 \$ pour les OI, 264 837 \$ pour le gouvernement du Canada et 1,10 M\$ pour les IMH. En outre, le règlement proposé devrait générer un bénéfice total de 420 652 \$ au cours de la période d'analyse. Cette économie serait réalisée par les IMH (381 468 \$) et le gouvernement du Canada (39 184 \$)¹.

L'analyse sous la lentille des petites entreprises a déterminé que le règlement proposé n'aurait pas d'incidence sur les petites entreprises au Canada. Un coût différentiel total de 29 774 \$ ou un coût annualisé de 1 985 \$ par entreprise serait supporté par les petites entreprises entre 2025 et 2035.

La règle du « un pour un » s'applique puisqu'il y aurait une diminution nette du fardeau administratif pesant sur les entreprises et qu'un titre du règlement existant est abrogé. Le règlement proposé abrogerait le ROI et son contenu serait mis à jour et fusionné avec le RIE. Par conséquent, la règle n'entraîne l'élimination que d'un seul titre. Il est estimé que la diminution annualisée du fardeau administratif serait de 6 806 \$, soit une baisse annualisée de 29,85 \$ par entreprise (valeur actuelle en dollars canadiens de 2012, actualisée à l'année 2012 avec un taux d'actualisation de 7 % pour une période de 10 ans entre 2025 et 2034).

Issues

Canada's ship-source oil pollution and preparedness regulations outline how we prepare for and respond to potential oil spills. A ship-source oil spill is where oil has been discharged from a vessel or during the process of load or unloading oil to or from a vessel. Currently, there are gaps in both the [Response Organizations Regulations](#) (ROR) and the [Environmental Response Regulations](#) (ERR), which could impact Canada's readiness to respond to marine oil spills.

The ROR, which detail the oil spill preparedness and certification requirements for TC-certified response organizations (ROs), have not been updated since they were first introduced in 1995. Consequently, the regulatory framework is out of date and does not reflect how response practices have evolved. Furthermore, through public engagement since 2018, coastal and Indigenous communities and other jurisdictions have expressed interest in being more involved in response activities and have called

Enjeux

La réglementation canadienne sur la pollution par les hydrocarbures causée par les navires et sur la préparation à cette pollution définit les modalités de préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. Un déversement d'hydrocarbures provenant d'un navire se produit lorsque des hydrocarbures ont été déversés par un navire ou pendant le chargement ou le déchargement d'hydrocarbures sur un navire ou à partir d'un navire. Les lacunes actuelles dans le [Règlement sur les organismes d'intervention](#) (ROI) et dans le [Règlement sur l'intervention environnementale](#) (RIE) pourraient nuire à l'état de préparation du Canada en cas de déversement d'hydrocarbures en mer.

Le ROI, qui détaille les exigences en matière de préparation aux déversements d'hydrocarbures et de certification des organismes d'intervention (OI) certifiés par Transports Canada, n'a pas été mis à jour depuis son introduction en 1995. Par conséquent, le cadre réglementaire est dépassé et ne reflète pas l'évolution des pratiques d'intervention. En outre, dans le cadre de la mobilisation publique depuis 2018, les communautés côtières et autochtones et d'autres juridictions ont exprimé le souhait d'être

¹ Numbers may not add up due to rounding.

¹ Les chiffres peuvent ne pas correspondre à la somme des composantes en raison des arrondis.

for response plans and requirements to better account for local conditions.

Response organizations have voluntarily established and maintained response plans and resource capacities that go beyond what is required in regulation to ensure effective oil spill response preparedness. For instance, many ROs have adopted the best practice of creating separate area response plans that address some of the specific local characteristics of smaller geographical areas in their region, such as unique geographical conditions and shipping traffic. Given that these plans are not formally required, they are not done in a comprehensive or consistent manner. For example, plans can vary based on the factors that an RO chooses. Putting best practices such as the development of these area plans into regulation would help ensure that they are implemented on a consistent and comprehensive basis across all ROs and the geographical areas under their responsibility.

As the transportation of oil and vessel traffic continue to increase across Canadian waters, it is vital that the ship-source oil pollution prevention and response regime is updated to ensure that Canada is well positioned to respond to and mitigate the potential impacts of ship-source oil spills.

Additionally, the *Canada Shipping Act, 2001* (CSA 2001) requires that ROs publish their fees in the “prescribed” manner. Prescribed is defined in the CSA 2001 as prescribed by regulations made by the Governor in Council. However, the ROR do not describe what the prescribed manner is. Therefore, amendments are needed to clearly outline the publication process and provide clarity for ROs and their clients.

Since the ERR were implemented in 2019, various gaps and inconsistencies have been identified in the requirements for oil handling facility (OHF) operators that have caused confusion among some stakeholders and created challenges in enforcing certain provisions. For instance, while the ERR require OHF operators to develop an exercise program to evaluate the effectiveness of their oil pollution emergency plans, these regulations do not explicitly require operators to carry out these exercises. While most OHF operators conduct exercises, some have maintained that the implementation of the exercise program is voluntary. The proposed amendments would strengthen the ability of TC inspectors to enforce the implementation of these programs to help ensure an adequate level of oil pollution incident preparedness.

davantage impliquées dans les activités d'intervention et ont demandé que les plans et les exigences d'intervention tiennent mieux compte des conditions locales.

Les OI ont volontairement établi et maintenu des plans d'intervention et des capacités de ressources qui vont au-delà de ce qui est exigé par la réglementation pour assurer une préparation efficace à l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. Par exemple, de nombreux OI ont adopté les pratiques exemplaires consistant à créer des plans d'intervention distincts par zone qui tiennent compte de certaines des caractéristiques locales spécifiques de zones géographiques plus petites dans leur région, telles que des conditions géographiques et un trafic maritime uniques. Étant donné que ces plans ne sont pas formellement requis, ils ne sont pas réalisés de manière globale ou cohérente. Par exemple, les plans peuvent varier en fonction des facteurs choisis par l'OI. L'intégration dans la réglementation des pratiques exemplaires telles que l'élaboration de ces plans régionaux contribuerait à garantir leur mise en œuvre cohérente et complète dans toutes les OI et dans les zones géographiques placées sous leur responsabilité.

Alors que le transport d'hydrocarbures et le trafic maritime continuent d'augmenter dans les eaux canadiennes, il est essentiel que le régime de prévention et de lutte contre la pollution par les hydrocarbures causée par les navires soit mis à jour afin que le Canada soit bien placé pour réagir aux déversements d'hydrocarbures causés par les navires et en atténuer les conséquences potentielles.

En outre, la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* (LMMC 2001) exige que les OI publient leurs redevances de la manière « prescrite ». Le terme « prescrit » est défini dans la LMMC 2001 comme étant prescrit par des règlements pris par le gouverneur en conseil. Toutefois, le ROI ne décrit pas la manière prescrite. Par conséquent, des modifications s'avèrent donc nécessaires pour décrire clairement le processus de publication et apporter de la clarté aux OI et à leurs clients.

Depuis la mise en œuvre du RIE en 2019, les différentes lacunes et incohérences décelées dans les exigences imposées aux exploitants d'installations de manutention des hydrocarbures (IMH) ont semé la confusion parmi certaines parties prenantes et créé des difficultés dans l'application de certaines dispositions. Par exemple, alors que le RIE exige des exploitants d'IMH qu'ils élaborent un programme d'exercices pour évaluer l'efficacité de leurs plans d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures, ce règlement n'exige pas explicitement des exploitants qu'ils effectuent ces exercices. Bien que la plupart des exploitants d'IMH organisent des exercices, certains ont affirmé que la mise en œuvre du programme d'exercices était volontaire. Les modifications proposées renforceraient la capacité des inspecteurs de Transports Canada à faire respecter la mise en œuvre de ces programmes afin de garantir un niveau adéquat de préparation aux incidents de pollution par les hydrocarbures.

In addition, the ERR do not establish minimum response equipment requirements for OHF operators north of 60°N as is the case for operators that are south of 60°N. Since there are no ROs operating north of 60°N, OHF operators in that region must have procedures in place to respond to a spill up to the total amount of oil that can be transferred at their facilities, to a maximum of 10 000 tonnes. However, this requirement does not include any specific response equipment requirements. Operators south of 60°N are not required to have these procedures, since they must have an arrangement with an RO, but they are required to have a minimum amount of response equipment on site, based on their level of classification. The inconsistency in response equipment requirements can mean that OHF operators north of 60°N may not have a sufficient amount of response equipment on site and must rely on the vessels transferring oil at their facilities or the Canadian Coast Guard (CCG) to provide equipment in the event of a spill, potentially delaying response operations.

Amendments are required to the ERR to clarify and support a consistent application of the requirements for OHF operators to ensure that they are effectively prepared to respond to oil pollution incidents at their facilities.

Background

Over the last ten years, cargo and container traffic in Canadian waters has increased by over 10% and there are approximately 20 000 oil tanker movements off Canadian coasts each year, with 85% of this traffic concentrated on the Atlantic coast. The volume of oil moving within Canada's waters as cargo and fuel for large vessels is expected to rise over the coming years in large part due to port and energy projects across the country. For instance, upon completion, the Trans Mountain Expansion (TMX) project alone is forecast to increase the number of oil tankers served annually at the Westridge Marine Terminal in Burnaby, British Columbia, from 60 to 170. The Contrecoeur Terminal Expansion Project in Montreal is expected to increase the Port of Montreal's container capacity by 60% and is forecast to increase container traffic along the St. Lawrence River and Atlantic coast. Various other projects in Ontario, Quebec, and Atlantic Canada are anticipated to stimulate commercial vessel traffic along the East Coast, the St. Lawrence River, and the Great Lakes. The increasing marine traffic in Canadian waters underscores the importance of having a robust oil pollution preparedness and response regime to quickly and effectively respond to marine oil pollution incidents.

En outre, le RIE ne fixe pas d'exigences minimales en matière d'équipement d'intervention pour les exploitants d'IMH au nord du 60° parallèle, comme c'est le cas pour ceux au sud du 60° parallèle. À défaut d'OI au nord du 60° parallèle, les exploitants d'IMH de cette région doivent mettre en place des procédures d'intervention en cas de déversement jusqu'à la quantité totale d'hydrocarbures pouvant être transférée dans leurs installations, avec un maximum de 10 000 tonnes. Toutefois, cette exigence n'inclut pas d'obligations spécifiques en matière d'équipement d'intervention. Les exploitants situés au sud du 60° parallèle ne sont pas tenus d'appliquer ces procédures, devant avoir conclu un accord avec un OI. Toutefois, ils doivent disposer d'un minimum d'équipements d'intervention sur place, en fonction de leur niveau de classification. L'incohérence des exigences en matière d'équipement d'intervention peut signifier que les exploitants d'IMH au nord du 60° parallèle ne disposent pas d'une quantité suffisante d'équipement d'intervention sur place et doivent compter sur les navires qui transfèrent des hydrocarbures dans leurs installations ou sur la Garde côtière canadienne (GCC) pour fournir l'équipement en cas de déversement, ce qui risque de retarder les opérations d'intervention.

Des modifications doivent être apportées au RIE pour clarifier et soutenir une application cohérente des exigences imposées aux exploitants d'IMH afin de garantir qu'ils sont effectivement préparés à intervenir en cas d'incident de pollution par les hydrocarbures dans leurs installations.

Contexte

Au cours des 10 dernières années, le trafic de marchandises et de conteneurs dans les eaux canadiennes a augmenté de plus de 10 % et environ 20 000 mouvements de pétroliers au large des côtes canadiennes sont recensés chaque année, 85 % de ce trafic étant concentré sur la côte atlantique. Le volume de pétrole transporté dans les eaux canadiennes sous forme de cargaison et de carburant pour les grands navires devrait augmenter au cours des prochaines années, en grande partie grâce aux projets portuaires et énergétiques réalisés dans tout le pays. Par exemple, une fois achevé, le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (TMX) devrait à lui seul faire passer de 60 à 170 le nombre de pétroliers desservis chaque année par le terminal maritime Westridge à Burnaby, en Colombie-Britannique. Le projet d'expansion du terminal de Contrecoeur à Montréal devrait augmenter la capacité de conteneurs du port de Montréal de 60 % et accroître le trafic de conteneurs le long du fleuve Saint-Laurent et de la côte atlantique. Divers autres projets en Ontario, au Québec et dans le Canada atlantique devraient encourager le trafic des navires commerciaux le long de la côte est, du fleuve Saint-Laurent et des Grands Lacs. L'augmentation du trafic maritime dans les eaux canadiennes souligne l'importance d'avoir un solide régime de préparation et d'intervention en cas de pollution par les hydrocarbures, afin de répondre rapidement et efficacement aux incidents de pollution marine par les hydrocarbures.

In Canada, and in accordance with international maritime conventions and standards, the polluter, such as an OHF operator or a “prescribed vessel”, is responsible for preparing for and responding to a ship-source oil pollution incident. An OHF is any facility that is used in the loading or unloading of oil to or from a vessel. Prescribed vessels include:

- Oil tankers of at least 150 gross tonnes;
- Vessels of at least 400 gross tonnes; and
- Groups of vessels (a vessel being pushed or towed by a tug) with a combined total of at least 150 tonnes.

The CSA 2001 is the principal legislation governing ship-source oil pollution preparedness in Canada. It requires that OHF operators and prescribed vessels have plans in place to immediately respond to an oil spill. It also requires that OHF operators and prescribed vessels have arrangements for oil spill response services with an RO to operate in Canadian waters. Given that there are not any ROs operating north of 60°N, OHF operators and prescribed vessels are only required to have an arrangement with an RO to operate in Canadian waters south of 60°N. The CSA 2001 requires OHF operators and ROs to have plans in place to respond to ship-source oil spills, with the details of what is to be included in these plans to be prescribed in regulation.

The ERR outline the requirements for how OHF operators are to prepare to prevent and respond to oil pollution incidents at their facilities. Specifically, OHF operators must have an oil pollution prevention plan that details, among other matters, the procedures and equipment necessary to prevent and immediately respond to an oil spill when transferring oil to or from a vessel. They also include a description of the personnel responsible for implementing these plans and the training provided to ensure that they are able to fulfill their responsibilities. The ERR also require that OHF operators establish an exercise program to evaluate the effectiveness of all aspects of their emergency plans.

Since there are no ROs operating north of 60°N, OHF operators in this region must have procedures in place to respond to a spill up to the total amount of oil that can be transferred to or from a vessel at their facilities, up to a maximum of 10 000 tonnes. In contrast, OHF operators south of 60°N are required to have a minimum amount of

Au Canada, et conformément aux conventions et normes maritimes internationales, le pollueur, tel qu’un exploitant d’IMH ou un « bâtiment réglementaire », est responsable de la préparation et de l’intervention en cas d’incident de pollution par les hydrocarbures causé par un navire. Une installation de production d’hydrocarbures est une installation utilisée pour le chargement ou le déchargement d’hydrocarbures à destination ou en provenance d’un navire. Les bâtiments réglementaires sont les suivants :

- Pétroliers d’au moins 150 jauges brutes;
- Navires d’au moins 400 jauges brutes;
- Groupes de navires (un navire poussé ou remorqué par un remorqueur) avec un total combiné d’au moins 150 jauges brutes.

La LMMC 2001 constitue la principale législation régissant la préparation à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires au Canada. Elle exige que les exploitants d’IMH et les bâtiments réglementaires disposent de plans d’intervention immédiate en cas de déversement d’hydrocarbures. Elle exige également que les exploitants d’IMH et les bâtiments réglementaires prennent des dispositions pour les services d’intervention en cas de déversement d’hydrocarbures avec un OI pour opérer dans les eaux canadiennes. À défaut d’OI au nord du 60° parallèle, les exploitants d’IMH et les bâtiments réglementaires ne sont tenus de conclure un accord avec un OI que pour opérer dans les eaux canadiennes au sud du 60° parallèle. La LMMC 2001 impose aux exploitants d’IMH et aux OI de mettre en place des plans d’intervention en cas de déversement d’hydrocarbures provenant d’un navire, les détails de ce qui doit être inclus dans ces plans devant être prescrits par voie réglementaire.

Le RIE décrit les exigences relatives à la manière dont les exploitants d’IMH doivent se préparer à prévenir les incidents de pollution par les hydrocarbures dans leurs installations et à y réagir. Plus précisément, les exploitants d’IMH doivent disposer d’un plan de prévention de la pollution par les hydrocarbures qui détaille, entre autres, les procédures et l’équipement nécessaires pour prévenir les déversements d’hydrocarbures et y réagir immédiatement lors du transfert d’hydrocarbures vers un navire ou à partir d’un navire. Elles comprennent également une description du personnel chargé de la mise en œuvre de ces plans et de la formation dispensée pour s’assurer qu’il est en mesure de s’acquitter de ses responsabilités. Le RIE exige également que les exploitants d’IMH mettent en place un programme d’exercices pour évaluer l’efficacité de tous les aspects de leurs plans d’urgence.

À défaut d’OI au nord du 60° parallèle, les exploitants d’IMH de cette région doivent mettre en place des procédures d’intervention en cas de déversement à concurrence de la quantité totale d’hydrocarbures pouvant être transférée d’un navire à l’autre dans leurs installations, jusqu’à un maximum de 10 000 tonnes. En revanche, les

equipment on site to respond to oil spills of specific sizes based on their oil transfer rate capacity to or from a vessel. For instance, for OHFs that can transfer up to 150 m³ of oil per hour, the operator must have enough equipment to respond to a spill of up to 1 m³. For OHFs that can transfer more than 2 000 m³ per hour, the operator must have enough equipment to respond to a spill of up to 50 m³. OHF operators south of 60°N are not required to have procedures in place to respond to the largest spill size at their facility, since they are required to have an arrangement with an RO to provide spill response services.

Prescribed vessels are also required to have a Shipboard Oil Pollution Emergency Plan (SOPEP) describing the procedures their crew are to undertake to immediately contain a potential spill using on-board equipment. The requirements related to the SOPEP are covered within the [Vessel Pollution and Dangerous Chemicals Regulations](#) and are outside the scope of these proposed Regulations.

Response organizations are private organizations that specialize in oil spill response. There are currently four ROs in Canada, each managing a different geographical region. Together, they cover all Canadian waters south of 60°N:

- Western Canada Marine Response Corporation (WCMRC);
- Eastern Canada Response Corporation Ltd. (ECRC);
- Atlantic Environmental Response Team (ALERT); and
- Point Tupper Marine Services Ltd. (PTMS).

The four ROs are certified by TC every three years according to the requirements set out in the [ROR](#) and [Response Organization Standards](#) (PDF) to respond to ship-source oil spills of up to 10 000 tonnes. The 10 000-tonne threshold is not intended to indicate the largest spill size to which ROs are able to respond, but to set a general benchmark for oil spill preparedness. In the event of a larger spill, ROs have mutual aid agreements with other ROs, jurisdictions and international organizations to obtain additional resources as needed. The ROs were last certified in 2022 and would be certified again in late 2025, prior to when the proposed Regulations are expected to be registered.

exploitants d'IMH au sud du 60^e parallèle sont tenus de disposer d'un minimum d'équipements sur place pour faire face à des déversements d'hydrocarbures de tailles spécifiques, en fonction de leur capacité de transfert d'hydrocarbures vers un navire ou à partir d'un navire. Par exemple, pour les IMH qui peuvent transférer jusqu'à 150 m³ d'hydrocarbures par heure, l'exploitant doit disposer de suffisamment d'équipements pour répondre à un déversement pouvant atteindre 1 m³. Pour les IMH pouvant transférer plus de 2 000 m³ par heure, l'exploitant doit disposer de suffisamment d'équipements pour répondre à un déversement pouvant atteindre 50 m³. Les exploitants d'IMH au sud du 60^e parallèle ne sont pas tenus de mettre en place des procédures d'intervention en cas de déversement de la plus grande taille dans leur installation, étant obligés de conclure un accord avec un OI pour fournir des services d'intervention en cas de déversement.

Les bâtiments réglementaires doivent également disposer d'un plan d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures (PUPH) décrivant les procédures que l'équipage doit mettre en œuvre pour contenir immédiatement un déversement potentiel à l'aide de l'équipement de bord. Les exigences relatives au PUPH sont couvertes par le [Règlement sur la pollution par les bâtiments et sur les produits chimiques dangereux](#) et ne relèvent pas du champ d'application du règlement proposé.

Les OI sont des organisations privées spécialisées dans l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. Il y a actuellement quatre OI au Canada, chacun gérant une région géographique différente. Ensemble, ils couvrent toutes les eaux canadiennes au sud du 60^e parallèle :

- Western Canada Marine Response Corporation (WCMRC);
- Société d'intervention Maritime, Est du Canada Ltée (SIMEC);
- Atlantic Environmental Response Team (ALERT);
- Point Tupper Marine Services Ltd. (PTMS).

Les quatre OI sont certifiés par Transports Canada tous les trois ans, conformément aux exigences énoncées dans le [ROI](#) et dans les [Normes sur les organismes d'intervention](#) (PDF), pour intervenir en cas de déversement d'hydrocarbures provenant d'un navire et pouvant atteindre 10 000 tonnes. Le seuil de 10 000 tonnes n'est pas destiné à indiquer la taille du plus grand déversement d'hydrocarbures à laquelle les OI sont en mesure de répondre, mais à fixer un repère général pour la préparation au déversement d'hydrocarbures. En cas de déversement plus important, les OI ont conclu des accords d'aide mutuelle avec d'autres OI, des juridictions et des organisations internationales afin d'obtenir des ressources supplémentaires en cas de besoin. Les OI ont été certifiés pour la dernière fois en 2022 et seraient certifiés à nouveau à la fin 2025, avant la date à laquelle le règlement proposé devrait être enregistré.

The **ROR** require ROs to establish a detailed response plan demonstrating that they have a minimum level of equipment, resources, and procedures in place to effectively respond to ship-source oil pollution incidents in their geographical areas of responsibility, up to 10 000 tonnes. The **ROR** also require ROs to describe the training of their personnel and other individuals who may be involved in their response plans, and to account for areas of environmental and socio-economic sensitivity within their geographical area when developing response procedures and plans. Environmental and socio-economically sensitive areas can include sites such as the habitats of endangered species, commercial fisheries, sites of Indigenous cultural significance, or sites with important infrastructure such as small craft harbours. Response organizations are also required to establish and implement an exercise program every three years to evaluate the effectiveness of their response plans.

The **ROR** and *Response Organizations Standards* also require ROs to have procedures in place to be prepared to respond to oil spills within specified time standards, based on the size of the spill and whether it is located in a designated port, primary area of response (PAR), enhanced response area (ERA) or another area within its geographical area of response (GAR), the area in which an RO is certified to provide oil spill response services. Designated ports are identified by TC based on the volume of oil transported and shipping traffic at the port. Primary areas of response are generally Canadian waters within a 50 nautical mile radius of a designated port. ERAs are part of Canadian waters in which stricter time standards apply due to issues such as high volumes of shipping traffic. With respect to the time standards, an RO must demonstrate that it is prepared to deploy the necessary equipment to respond to a spill of 150 tonnes and 1 000 tonnes at a designated port within 6 hours and 12 hours, respectively. The RO must also demonstrate that it is prepared to deliver the necessary equipment to the spill site to respond to a spill of up to 2 500 tonnes or up to 10 000 tonnes in a PAR or an ERA within 18 hours and 72 hours, respectively. For spills in any other region of an RO's GAR, the RO must be prepared to deliver the equipment to the location within the same time standards as those for a PAR and ERA, plus the travel time it would take to get there. The travel time is calculated based on an average speed of 6 knots by sea, 100 knots by air, and 65 km/hour by land. The difference in deploying and delivering equipment is that, for deployment, the equipment must be at the spill site ready to begin recovery operations, whereas for delivery, the equipment need only be brought to the location.

Le **ROI** exige des OI d'établir un plan d'intervention détaillé démontrant qu'ils disposent d'un niveau minimal d'équipements, de ressources et de procédures pour intervenir efficacement en cas d'incidents de pollution par les hydrocarbures causés par les navires dans leur zone géographique de responsabilité, jusqu'à 10 000 tonnes. Le **ROI** exige également des OI qu'ils décrivent la formation de leur personnel et des autres personnes susceptibles d'être impliquées dans leurs plans d'intervention, et qu'ils tiennent compte des zones sensibles sur le plan environnemental et socio-économique dans leur zone géographique lors de l'élaboration des procédures et des plans d'intervention. Les zones sensibles sur le plan environnemental et socio-économique peuvent comprendre des sites tels que des habitats d'espèces menacées, des pêcheries commerciales, des sites d'importance culturelle autochtone ou des sites dotés d'infrastructures importantes, comme des ports pour petits bateaux. Les OI sont également tenus d'établir et de mettre en œuvre un programme d'exercices tous les trois ans afin d'évaluer l'efficacité de leurs plans d'intervention.

Le ROI et les *Normes sur les organismes d'intervention* exigent également des OI de mettre en place des procédures afin d'être prêts à intervenir en cas de déversement d'hydrocarbures dans des délais précis, en fonction de l'ampleur du déversement et de sa localisation dans un port désigné, un secteur primaire d'intervention (SPI), un secteur d'intervention intensive (SII) ou une autre zone située dans sa zone géographique d'intervention (ZGI), la zone dans laquelle un OI est certifié pour fournir des services d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures. Les ports désignés sont déterminés par Transports Canada en fonction du volume de pétrole transporté et du trafic maritime dans le port. Les zones primaires d'intervention sont généralement les eaux canadiennes dans un rayon de 50 milles nautiques autour d'un port désigné. Les SII font partie des eaux canadiennes dans lesquelles des normes temporelles plus strictes s'appliquent en raison de facteurs tels que l'importance du trafic maritime. En ce qui concerne les normes temporelles, un OI doit démontrer être prêt à déployer l'équipement nécessaire pour répondre à un déversement de 150 tonnes et de 1 000 tonnes dans un port désigné dans un délai de 6 heures et de 12 heures, respectivement. L'OI doit également démontrer être prêt à livrer l'équipement nécessaire sur le site du déversement pour répondre à un déversement de 2 500 tonnes ou de 10 000 tonnes dans une SPI ou une SII dans un délai de 18 heures et de 72 heures, respectivement. En cas de déversement dans toute autre région d'une ZGI d'un OI, ce dernier doit être prêt à livrer l'équipement sur place dans les mêmes délais que ceux prévus pour une SPI et une SII, plus le temps de déplacement nécessaire pour s'y rendre. La durée du voyage est calculée sur la base d'une vitesse moyenne de 6 nœuds en mer, de 100 nœuds en avion et de 65 km/heure par voie terrestre. Il réside une différence entre le déploiement et la livraison d'équipement. Par « déploiement », on entend

It is important to note that the ROR are focused on preparedness and seek to ensure that ROs have a sufficient level of resources positioned throughout their geographical areas of response so that they would be able to respond to an oil pollution incident within the timelines. An emphasis is placed on preparedness to deploy or deliver equipment instead of on actual response operations timelines, as there is a range of external factors that are beyond an RO's control and can impact its response time, such as bad weather, and sea and safety conditions preventing the RO personnel from reaching the spill site or operating there.

Transport Canada is undertaking the second phase of a two-phased approach to update the ship-source oil pollution incident preparedness and response framework. The first phase consisted of updating the requirements for OHF operators to improve the effectiveness of oil spill preparedness and response in the transfer of oil to and from vessels. This step was completed with the introduction of the ERR in 2019.

The second phase of this approach would update the requirements for ROs and incorporate them into the ERR to establish one set of regulations for ship-source oil spill prevention and response. Transport Canada would also take the opportunity to address various gaps and inconsistencies that have been identified in the existing ERR since they were implemented.

Objective

The objective of the proposed Regulations is to enhance marine safety and environmental protection by strengthening Canada's ship-source oil spill preparedness regulations governing the TC-certified ROs and OHF operators. The proposed Regulations aim to

- Improve oil spill response planning and preparedness by requiring the development of sub-regional area response plans (ARPs), establishing an activation time standard, and implementing formalized exercise program requirements; and
- Support compliance monitoring and enforcement by clarifying existing requirements, enhancing reporting requirements and establishing administrative monetary penalties (AMPs) for new requirements.

que l'équipement doit être sur le site du déversement d'hydrocarbures, prêt à commencer les opérations de récupération; par « livraison », on entend que l'équipement n'a qu'à être amené sur le site.

Il est important de noter que le ROI est axé sur la préparation et vise à garantir que les OI disposent d'un niveau suffisant de ressources dans leur zone géographique d'intervention afin de pouvoir intervenir en cas d'incident de pollution par les hydrocarbures dans les délais impartis. L'accent est mis sur l'état de préparation au déploiement ou à la livraison d'équipements plutôt que sur les délais des opérations d'intervention proprement dites, étant donné qu'une série de facteurs externes échappant au contrôle de l'OI peuvent influencer sur son délai d'intervention, tels que le mauvais temps ainsi que les conditions de mer et de sécurité empêchant le personnel de l'OI d'atteindre le site de déversement ou d'y opérer.

Transports Canada entreprend la deuxième phase d'une approche en deux temps visant à mettre à jour le cadre de préparation et d'intervention en cas d'incident de pollution par les hydrocarbures causé par un navire. La première phase a consisté à mettre à jour les exigences imposées aux exploitants d'IMH afin d'améliorer l'efficacité de la préparation et de l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures lors du transfert d'hydrocarbures à destination et en provenance de navires. Cette étape a été franchie avec l'introduction du RIE en 2019.

La deuxième phase de cette approche consisterait à mettre à jour les exigences relatives aux OI et à les intégrer dans le RIE afin d'établir un ensemble unique de règles pour la prévention et la lutte contre les déversements d'hydrocarbures provenant des navires. Transports Canada profitera également de l'occasion pour combler les lacunes et les incohérences recensées dans le RIE existant depuis sa mise en œuvre.

Objectif

Le règlement proposé vise à améliorer la sécurité maritime et la protection de l'environnement en renforçant la réglementation canadienne en matière de préparation aux déversements d'hydrocarbures provenant des navires, qui régit les OI certifiés par Transports Canada et les exploitants d'IMH. Le règlement proposé vise à :

- améliorer la planification et la préparation des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en exigeant l'élaboration de plans d'intervention par zone (PIZ) sous-régionaux, en établissant une norme relative au délai d'activation et en mettant en œuvre des exigences formelles en matière de programmes d'exercices;
- soutenir le contrôle et l'application de la conformité en clarifiant les exigences actuelles, renforcer les exigences en matière de rapports et établir des sanctions administratives pécuniaires pour les nouvelles exigences.

Description

The proposed Regulations would establish new requirements and amend existing requirements for ROs and OHF operators, consolidating them within the ERR. The ROR would consequently be repealed.

In addition to the proposed Regulations, TC would update the *Environmental Response Standards*, a TC-published document that provides guidance and technical advice on the ERR. Updates to this document would provide technical advice and examples to guide regulated parties as they seek to implement the proposed Regulations. Specific sections of the *Environmental Response Standards* would be incorporated by reference into the proposed Regulations, making the meeting of the standards in those sections mandatory, as discussed below.

Proposed amendments for ROs

The proposed amendments related to ROs seek to clarify and enhance their preparedness requirements and ensure that ROs have sufficient capacity to respond to oil pollution incidents up to 10 000 tonnes. The amendments fall within the following categories.

Inserting existing standards into Regulation

The current ROR incorporate by reference on an ambulatory basis the *Response Organizations Standards*, which include response time standards; minimum shoreline recovery targets; time frames for completing on-water recovery operations; temporary storage capacity requirements; and the list of designated ports, PARs and ERAs. This means that meeting the standards is mandatory and the standards can be revised from time to time without amending the Regulations.

Given that these standards require ROs to include various procedures in their response plans similar to other requirements in the ROR, the standards would be added directly into the proposed Regulations to provide greater clarity on what must be included in an RO's response plan. This approach would be consistent with TC's effort to consolidate the ship-source oil pollution preparedness requirements into a single set of regulations. The *Response Organizations Standards* would therefore be discontinued and guidance information on the proposed Regulations for ROs would be included in the *Environmental Response Standards*.

Description

Le règlement proposé établit de nouvelles exigences et modifie celles existantes pour les OI et les exploitants d'IMH et les consolide au sein du RIE. Le ROI serait donc abrogé.

En plus du règlement proposé, Transports Canada mettra à jour les *Normes d'intervention environnementale*, un document publié par Transports Canada qui fournit des orientations et des conseils techniques sur le RIE. Les mises à jour de ce document fourniraient des conseils techniques et des exemples pour guider les parties réglementées dans la mise en œuvre du règlement proposé. Des sections spécifiques des *Normes d'intervention environnementale* seraient incorporées par référence dans le règlement proposé, ce qui rendrait le respect des normes dans ces sections obligatoire, comme indiqué ci-dessous.

Modifications proposées pour les organismes d'intervention

Les modifications proposées pour les OI visent à clarifier et à renforcer leurs exigences en matière de préparation et à leur garantir une capacité suffisante pour intervenir en cas d'incidents de pollution par les hydrocarbures jusqu'à 10 000 tonnes. Les modifications relèvent des catégories suivantes.

Insérer des normes existantes dans le Règlement

Le ROI actuel incorpore par référence, sur une base ambulatoire, les *Normes sur les organismes d'intervention*, qui comprennent : les normes de délai d'intervention; les objectifs minimaux de restauration du littoral; les délais d'achèvement des opérations de rétablissement sur l'eau; les exigences en matière de capacité de stockage temporaire; la liste des ports désignés, des SPI et des SII. Cela signifie que le respect des normes est obligatoire et que les normes peuvent être révisées de temps à autre sans modifier le Règlement.

Étant donné que ces normes exigent que les OI incluent diverses procédures dans leurs plans d'intervention, semblables à d'autres exigences du ROI, les normes seraient ajoutées directement au règlement proposé afin de clarifier davantage ce qui doit être inclus dans le plan d'intervention d'un OI. Cette approche serait conforme aux efforts de TC visant à regrouper les exigences en matière de préparation à la pollution par les hydrocarbures provenant des navires dans un seul ensemble de règlements. Les *Normes sur les organismes d'intervention* seraient donc abandonnées et des informations sur le règlement proposé pour les OI seront incluses dans les *Normes d'intervention environnementale*.

Tailoring response plans to local and regional conditions

The proposed Regulations would ensure that an RO's response plan is tailored to local conditions and risks throughout its geographical area of responsibility. Under the current ROR, ROs must include in their response plans descriptions of treatment and recovery procedures and equipment that would be generally implemented when responding to an oil spill in their geographical areas of responsibility. Their response plans must also have descriptions of the measures they would use to protect and treat environmentally and socio-economically sensitive areas. The proposed Regulations would require ROs to include in their plan a description of how they subdivide their geographical area of responsibility into smaller sub-regional areas and demonstrate in sub-regional ARPs that they have the necessary strategies and the appropriate personnel, equipment, and resources to respond to all types of oil spills in these areas. For example, the ARPs would list the specific contractors and vessels that may be requested to respond within that area, as well as describe the geographic boundaries, operating environments, nature of vessel traffic (e.g. types of vessels operating in the area), and the types and quantity of oil transported in each sub-region. They would also describe environmental and socio-economic sensitivities within each sub-region, including shoreline types, and the measures to be taken for their treatment.

Rating equipment capacity

The proposed Regulations would require ROs to use a calculation formula in their response plans to demonstrate the rated capacity of their equipment to recover and temporarily store oil from a spill site. Currently, ROs use, as a best practice, a formula found in guidance material to calculate the amount of oil their equipment is able to clean up from a spill site to demonstrate that they have enough equipment to respond to a spill of up to 10 000 tonnes. To provide greater clarity and transparency regarding how an RO's equipment capacity is assessed, this formula would be included in the *Environmental Response Standards* and it would be incorporated by reference into the proposed Regulations. A draft of the equipment capacity standard, including the calculation formula, will be available on the [TC website](#) and open to the public for comments throughout the 75-day pre-publication period.

The formula is highly technical and takes into consideration general equipment and manufacturer specifications.

Adapter les plans d'intervention aux conditions locales et régionales

Le règlement proposé garantirait que le plan d'intervention d'un OI soit adapté aux conditions et aux risques locaux dans l'ensemble de sa zone géographique de responsabilité. En vertu du ROI actuel, les OI doivent inclure dans leurs plans d'intervention des descriptions des procédures et équipements de traitement et de récupération qui seraient généralement mis en œuvre lors d'une intervention en cas de déversement d'hydrocarbures dans leur zone géographique de responsabilité. Leurs plans d'intervention doivent également contenir des descriptions des mesures qu'ils utiliseront pour protéger et traiter les zones sensibles sur le plan environnemental et socio-économique. Le règlement proposé exigerait que les OI incluent dans leur plan une description de la manière dont ils subdivisent leur zone géographique de responsabilité en zones sous-régionales plus petites et démontrent dans les PIZ sous-régionaux des stratégies nécessaires et du personnel, de l'équipement et des ressources appropriés pour répondre à tous les types de déversements d'hydrocarbures dans ces zones. Par exemple, les PIZ dressent la liste des contractants et des navires spécifiques qui peuvent être appelés à intervenir dans cette zone et décrivent les limites géographiques, les environnements opérationnels, la nature du trafic maritime (par exemple les types de navires opérant dans la zone), ainsi que les types et les quantités d'hydrocarbures transportés dans chaque sous-région. Ils décriraient également les sensibilités environnementales et socio-économiques de chaque sous-région, y compris les types de littoraux, et les mesures à prendre pour les traiter.

Capacité nominale de l'équipement

Le règlement proposé exigerait que les OI utilisent une formule de calcul dans leurs plans d'intervention pour démontrer la capacité nominale de leur équipement à récupérer et à stocker temporairement les hydrocarbures provenant d'un site de déversement. Actuellement, les OI utilisent, comme pratique exemplaire, une formule trouvée dans les documents d'orientation pour calculer la quantité d'hydrocarbures que leur équipement est capable de nettoyer sur un site de déversement, afin de démontrer qu'ils disposent de suffisamment d'équipement pour répondre à un déversement allant jusqu'à 10 000 tonnes. Pour plus de clarté et de transparence sur la manière dont la capacité d'équipement d'un OI est évaluée, cette formule serait incluse dans les *Normes d'intervention environnementale* et serait incorporée par renvoi dans le règlement proposé. Une ébauche de la norme de capacité de l'équipement avec la formule de calcul sera disponible sur [le site Web de Transports Canada](#) et ouverte au public pour faire des commentaires tout au long de la période de publication préalable de 75 jours.

La formule, très technique, prend en compte l'équipement général et les spécifications du fabricant. Au fur et

As technology advances and response equipment becomes more efficient, it will be important to be able to adjust the formula quickly to take into account these enhancements. Incorporating by reference the formula from the *Environmental Response Standards* into the proposed Regulations would make it mandatory, while enabling TC to provide the necessary technical guidance for how it is to be used. Incorporating it by reference would also alleviate the need to update the proposed Regulations if TC needed to make changes to the formula in the future. For transparency, this document would be made publicly available on TC's website when the proposed Regulations are published in the *Canada Gazette*, Part II.

Should TC determine that changes to the formula are required, TC would consult the ROs, other stakeholders, and Indigenous groups before making any revisions. The revised document would be posted on TC's website and shared directly with regulated parties by email.

Listing contractors and additional resources

The proposed Regulations would require ROs to list in their response plans the contractors and third-party vessels they use to provide services and equipment to implement their response operations. As part of their response plans, ROs would also provide a declaration attesting that the resources and equipment covered in their response plans, including contractors and third-party vessels, are available and that the ROs are capable of implementing the procedures in the plan. This would involve obtaining written confirmation from their contractors that they are capable of performing the tasks for which they are assigned and have the necessary certifications to operate. This would help ensure that these resources are appropriately accounted for and verified in the ROs' response plans. The ROs would be ultimately responsible for their contractors as it is their obligation to ensure they meet the response capacity to which they are certified.

Time standards

To ensure ROs are well prepared to respond to oil spills as soon as practicable, the proposed Regulations would establish a new activation time standard. Currently, ROs have procedures and resources to activate their response plans, but the timelines to complete the activation process vary. Under the proposed Regulations, ROs would need to ensure that they are prepared to complete the activation of their response plans within 2 hours of being contracted to respond to an oil spill incident, regardless of the size or location of the spill. Activating a response plan could

à mesure que la technologie progresse et que les équipements d'intervention deviennent plus efficaces, il sera important de pouvoir adapter rapidement la formule pour tenir compte de ces améliorations. L'incorporation par renvoi de la formule des *Normes d'intervention environnementale* dans le règlement proposé la rendrait obligatoire, tout en permettant à Transports Canada de fournir les orientations techniques nécessaires à son utilisation. Le fait de l'incorporer par renvoi permettrait également d'éviter de devoir mettre à jour le règlement proposé si Transports Canada devait apporter des modifications à la formule à l'avenir. Dans un souci de transparence, ce document sera mis à la disposition du public sur le site Web de Transports Canada lorsque le règlement proposé sera publié dans la *Gazette du Canada*, Partie II.

Si Transports Canada détermine qu'il est nécessaire de modifier la formule, il consultera les OI, les autres parties prenantes et les groupes autochtones avant de procéder à toute révision. Le document révisé sera publié sur le site Web de Transports Canada et communiqué directement aux parties réglementées par courriel.

Liste des contractants et des ressources supplémentaires

Le règlement proposé exigerait que les OI dressent la liste, dans leurs plans d'intervention, des contractants et des navires de tiers auxquels ils font appel pour fournir les services et les équipements nécessaires à la mise en œuvre de leurs opérations d'intervention. Dans le cadre de leurs plans d'intervention, les OI doivent également fournir une déclaration attestant que les ressources et l'équipement prévus dans leurs plans d'intervention, y compris les contractants et les navires de tiers, sont disponibles et que les OI sont capables de mettre en œuvre les procédures prévues dans le plan. Il s'agirait d'obtenir une confirmation écrite de la part de leurs contractants mentionnant leur capacité à effectuer les tâches qui leur sont confiées et leur détention des certifications nécessaires pour opérer. Cela permettrait de s'assurer que ces ressources sont correctement comptabilisées et vérifiées dans les plans d'intervention des OI. Les OI seraient en fin de compte responsables de leurs contractants, car il leur incombe de veiller à ce qu'ils atteignent la capacité d'intervention pour laquelle ils ont été certifiés.

Normes temporelles

Afin de garantir la bonne préparation des OI aux déversements d'hydrocarbures dans les meilleurs délais, le règlement proposé établirait une nouvelle norme relative au délai d'activation. Actuellement, les OI disposent de procédures et de ressources pour activer leurs plans d'intervention, mais les délais pour mener à bien le processus d'activation varient. En vertu du règlement proposé, les OI devront s'assurer d'être prêts à activer leurs plans d'intervention dans les 2 heures suivant la signature du contrat d'intervention en cas de déversement

include measures such as conducting an initial incident assessment and mobilizing personnel and equipment to be transported to the site. This proposed amendment would not adjust the overall time frames under which an RO would need to deploy or deliver equipment to the spill site under the existing response time standards. For example, in the case of a 150-tonne spill at a designated port, the RO would still be expected to deploy the necessary equipment within 6 hours of being contracted, but they would be expected to complete the activation of their response plan within the first 2 hours of the 6-hour period. This would provide greater assurance that an RO takes immediate steps to implement its response plan, especially in cases where they are not required to have the equipment delivered to the site for up to 72 hours.

The existing time standards would remain in place, but as noted above, would be moved from the *Response Organizations Standards* and inserted directly into the ERR, along with the new activation time standard.

The proposed Regulations would also establish a time standard for completing shoreline recovery operations. Under the existing ROR and *Response Organizations Standards*, ROs must have procedures in place to treat a minimum of 500 m of shoreline per day. The proposed Regulations would further require ROs to have procedures in place to be able to complete the on-water portion of shoreline recovery operations within 50 days of deploying equipment at the site. This would include instances where remobilization techniques, such as flushing oil off the shore back into the water, are used to recover the oil.

Exercise program

The proposed Regulations would also expand and formalize the exercise program requirements for ROs. Currently, the ROR require ROs to establish and implement an exercise program to evaluate the effectiveness of all aspects of their response plans by the end of their three-year certification period. However, the ROR do not specifically indicate the type or number of exercises that must be done. In general, ROs conduct notification exercises, during which they practise and evaluate their ability to notify all parties involved with implementing their response plan, as well as oil spill simulation exercises during which they practise certain elements of their response plans through undertaking oil spill scenarios. The simulation exercises are also used to demonstrate and assess an RO's response equipment, procedures, and strategies. The proposed Regulations would identify the minimum number and type of exercises that must be done in an RO's geographical area

d'hydrocarbures, quels que soient la taille ou l'emplacement du déversement. L'activation d'un plan d'intervention peut comprendre des mesures telles que la réalisation d'une évaluation initiale de l'incident ainsi que la mobilisation du personnel et de l'équipement à transporter sur le site. La modification proposée n'ajusterait pas les délais globaux dans lesquels un OI devrait déployer ou livrer des équipements sur le site du déversement dans le cadre des normes existantes en matière de délais d'intervention. Par exemple, dans le cas d'un déversement de 150 tonnes dans un port désigné, l'OI devrait toujours déployer l'équipement nécessaire dans les 6 heures suivant la signature du contrat, mais il devrait terminer l'activation de son plan d'intervention dans les 2 premières heures de cette période de 6 heures. Cela permettrait de mieux garantir que l'OI prend des mesures immédiates pour mettre en œuvre son plan d'intervention, en particulier dans les cas où il n'est pas tenu de faire livrer l'équipement sur le site avant 72 heures.

Les normes de temps existantes resteraient en place, mais comme indiqué ci-dessus, elles seraient retirées des *Normes sur les organismes d'intervention* et insérées directement dans le RIE, en même temps que la nouvelle norme de temps d'activation.

Le règlement proposé fixe également un délai pour l'achèvement des opérations de restauration du littoral. En vertu du ROI et des *Normes sur les organismes d'intervention*, les OI doivent disposer de procédures permettant de traiter un minimum de 500 m de littoral par jour. Le règlement proposé exigerait en outre que les OI mettent en place des procédures leur permettant d'achever la partie sur l'eau des opérations de restauration du littoral dans un délai de 50 jours à compter du déploiement de l'équipement sur le site. Il s'agit notamment des cas où des techniques de remobilisation, telles que l'évacuation des hydrocarbures du rivage vers l'eau, sont utilisées pour récupérer les hydrocarbures.

Programme d'exercices

Le règlement proposé élargit et formalise également les exigences en matière de programme d'exercices pour les OI. Actuellement, le ROI exige que les OI établissent et mettent en œuvre un programme d'exercices afin d'évaluer l'efficacité de tous les aspects de leurs plans d'intervention avant la fin de leur période de certification de trois ans. Cependant, le ROI n'indique pas spécifiquement le type ou le nombre d'exercices à effectuer. En général, les OI effectuent des exercices de notification, au cours desquels ils s'exercent et évaluent leur capacité à aviser toutes les parties concernées par la mise en œuvre de leurs plans d'intervention, ainsi que des exercices de simulation de déversement d'hydrocarbures, au cours desquels ils mettent en pratique certains éléments de leurs plans d'intervention à l'aide de scénarios de déversement d'hydrocarbures. Les exercices de simulation sont également utilisés pour démontrer et évaluer l'équipement,

of responsibility. Specifically, an RO would be required to complete

- At least four notification exercises per year for each PAR to verify an RO's ability to notify all those involved in implementing its response plan; and
- At least eight oil spill simulation exercises in each PAR every three years.

Because ROs are certified to respond to spills of up to 10 000 tonnes and manage a range of situations in different locations, a wide variety of exercises are necessary to adequately assess the effectiveness of their response plans. Spills are more likely around a PAR due to the volume of oil transferred and the volume of shipping traffic; therefore it is imperative for ROs to be especially well practised and complete more exercises in these areas.

The eight oil spill simulation exercises would be classified according to the four oil quantities described under the response time standards: 150 tonnes, 1 000 tonnes, 2 500 tonnes and 10 000 tonnes. Within their total of eight exercises, ROs would need to include a scenario for responding to 80% of each oil spill size, namely

- At least one scenario of a spill of at least 120 tonnes in a PAR;
- At least one scenario of a spill of at least 800 tonnes in a PAR;
- At least one scenario of a spill of at least 2 000 tonnes in a PAR; and
- At least one scenario of a spill of at least 8 000 tonnes in any PAR.

ROs would also need to conduct at least one oil spill simulation exercise, simulating one of the oil spill quantities listed above, in each of their ERAs. These ERA exercises would count towards one of the eight exercises required per PAR.

ROs would only be required to exercise at 80% of the spill size captured under the response time standards, as this would effectively assess their ability to respond to oil spills of these sizes without being too burdensome for the ROs to complete. The measures involved in activating and deploying equipment for a spill of 2 000 tonnes, for example, would not be significantly different from those for a spill of 2 500 tonnes and would be sufficient to assess the RO's capability of responding to spills within this range.

les procédures et les stratégies d'intervention de l'OI. Le règlement proposé définit le nombre et le type minimal d'exercices qui doivent être effectués dans la zone géographique de responsabilité d'un OI. Plus précisément, un OI serait tenu d'accomplir les tâches suivantes :

- Au moins quatre exercices de notification par an pour chaque SPI afin de vérifier la capacité de l'OI à aviser toutes les personnes qui participent à la mise en œuvre de son plan d'intervention;
- Au moins huit exercices de simulation de déversement d'hydrocarbures dans chaque SPI tous les trois ans.

Comme les OI sont certifiés pour intervenir en cas de déversement pouvant atteindre 10 000 tonnes et qu'ils gèrent toute une série de situations dans des lieux différents, une grande variété d'exercices est nécessaire pour évaluer de manière adéquate l'efficacité de leurs plans d'intervention. Les déversements étant plus probables autour d'une SPI en raison du volume d'hydrocarbures transférés et du volume du trafic maritime, il est impératif que les OI soient particulièrement bien entraînés et effectuent davantage d'exercices dans ces zones.

Les huit exercices de simulation de déversement d'hydrocarbures seraient classés en fonction des quatre quantités d'hydrocarbures décrites dans les normes relatives aux délais d'intervention : 150 tonnes, 1 000 tonnes, 2 500 tonnes et 10 000 tonnes. Dans le cadre de leurs huit exercices, les OI devraient inclure un scénario de réponse à 80 % de chaque taille de déversement d'hydrocarbures, à savoir :

- Au moins un scénario de déversement d'au moins 120 tonnes dans une SPI;
- Au moins un scénario de déversement d'au moins 800 tonnes dans une SPI;
- Au moins un scénario de déversement d'au moins 2 000 tonnes dans une SPI;
- Au moins un scénario de déversement d'au moins 8 000 tonnes dans n'importe quelle SPI.

Les OI devront également effectuer au moins un exercice de simulation de déversement d'hydrocarbures, en simulant l'une des quantités de pétrole énumérées ci-dessus, dans chacune de leurs SII. Ces exercices dans la SII compteraient pour l'un des huit exercices requis par une SPI.

Les OI ne seraient tenus de s'exercer qu'à 80 % de la taille du déversement prise en compte dans les normes de délai d'intervention. Ce pourcentage permettrait d'évaluer efficacement leur capacité à réagir à des déversements d'hydrocarbures de cette taille tout en leur évitant des contraintes trop lourdes. Les mesures prises pour l'activation et le déploiement des équipements pour un déversement de 2 000 tonnes, par exemple, ne seraient pas significativement différentes de celles pour un déversement de 2 500 tonnes et s'avéreraient suffisantes pour évaluer la

The proposed Regulations would also include a new provision giving the Minister of Transport the authority to require an RO to undertake an unannounced exercise to evaluate any aspect of the RO's response plan. The standard exercises ROs complete as part of their exercise programs are planned and staff, contractors, and other potential participants are notified in advance. In contrast, for unannounced exercises, an RO's personnel would be unaware of the date, time, and scenario until the start of the exercise to enable TC inspectors to assess the RO's readiness to implement certain elements of the response plan from a different perspective than a planned exercise. However, TC would give select RO management advanced notice to ensure that the exercise would not significantly disrupt the RO's regular operations. These types of exercises would generally only involve a simulation of a 150-tonne or 1 000-tonne spill and they would count towards one of the eight simulation exercises in the PAR of the RO, and thus would not increase the total number of exercises an RO would need to do per certification period. Transport Canada would not begin implementing unannounced exercises until after the ROs have been recertified following the coming into force of the proposed Regulations to provide TC sufficient time to develop unannounced exercises.

The proposed Regulations would require ROs to collaborate with the Minister of Transport when developing an oil spill simulation exercise by seeking the Minister's input on the exercise. This could involve meeting with TC officials delegated by the Minister of Transport early in the development phase to discuss the objectives, nature, and time frames of the exercise. ROs would need to demonstrate that they have addressed any comments made by TC (on behalf of the Minister) during these planning sessions or when conducting exercises. The proposed Regulations would also provide the Minister of Transport with the authority to add objectives to an RO's oil spill simulation exercises and unannounced exercises. This authority would allow TC to assess specific elements of an RO's response plan to ensure the effectiveness of the response plan and the RO's readiness to implement it.

Response organizations would also need to demonstrate to TC how they have attempted to include the participation of various parties in their exercises, such as local Indigenous and coastal communities and other jurisdictions and stakeholders. Under the current ROR, ROs are required to coordinate their exercises with vessels, OHF operators or the CCG, given that these parties would play

capacité de l'OI à répondre à des déversements dans cette fourchette.

Le règlement proposé comprendrait également une nouvelle disposition donnant au ministre des Transports le pouvoir d'exiger d'un OI qu'il entreprenne un exercice inopiné afin d'évaluer tout aspect du plan d'intervention de l'OI. Les exercices standards réalisés par les OI dans le cadre de leurs programmes d'exercices sont planifiés. Le personnel, les entrepreneurs et les autres participants potentiels sont informés à l'avance. En revanche, pour les exercices inopinés, le personnel de l'OI ne connaît pas la date, l'heure et le scénario jusqu'au début de l'exercice, ce qui permet aux inspecteurs de Transports Canada d'évaluer l'état de préparation de l'OI à la mise en œuvre de certains éléments du plan d'intervention d'un point de vue différent de celui d'un exercice planifié. Toutefois, Transports Canada préviendrait la direction de l'OI sélectionnée afin de s'assurer que l'exercice ne perturbera pas de manière significative ses activités régulières. Ces types d'exercices n'impliqueraient généralement que la simulation d'un déversement de 150 tonnes ou de 1 000 tonnes et compteraient pour l'un des huit exercices de simulation prévus dans la SPI de l'OI, ce qui n'augmenterait pas le nombre total d'exercices qu'un OI devrait effectuer par période de certification. Transports Canada ne commencera à mettre en œuvre des exercices inopinés qu'après la nouvelle certification des OI à la suite de l'entrée en vigueur du règlement proposé, afin de laisser suffisamment de temps à TC pour mettre au point des exercices inopinés.

Le règlement proposé exigerait que les OI collaborent avec le ministre des Transports lors de l'élaboration d'un exercice de simulation de déversement d'hydrocarbures, en sollicitant l'avis du ministre sur l'exercice. Des rencontres pourraient avoir lieu avec les fonctionnaires de Transports Canada délégués par le ministre des Transports dès le début de la phase de développement pour discuter des objectifs, de la nature et des délais de l'exercice. Les OI devraient démontrer qu'ils ont répondu à tout commentaire formulé par TC (au nom du ministre) au cours de ces séances de planification ou lors de la conduite d'exercices. Le règlement proposé donnerait également au ministre des Transports le pouvoir d'ajouter des objectifs aux exercices de simulation de déversements d'hydrocarbures et aux exercices inopinés d'un OI. Cette autorisation permettrait à Transports Canada d'évaluer des éléments spécifiques du plan d'intervention d'un OI afin de s'assurer de l'efficacité du plan d'intervention et de l'état de préparation de l'OI à sa mise en œuvre.

Les OI devront également démontrer à Transports Canada comment ils ont tenté d'inclure la participation de diverses parties dans leurs exercices, telles que les communautés autochtones et côtières locales et d'autres administrations et parties prenantes. Dans le cadre du ROI actuel, les OI sont tenus de coordonner leurs exercices avec les navires, les exploitants d'IMH ou la GCC, étant donné que ces

an active role in response efforts to an oil pollution incident. The proposed Regulations would require ROs to attempt to involve a broader range of groups that could be directly impacted by a ship-source spill and may have a role or vested interest in response efforts. Involvement would depend on factors such as the nature of the exercise and the level of interest and expertise of the local group, and it could include roles such as being an observer, providing local advice and knowledge or undertaking specific response operations.

An RO could demonstrate its efforts to include these additional groups in its exercises by, for example, outlining roles for these groups in its simulation program and providing TC with the list of groups that it had invited to participate in an exercise. Transport Canada inspectors would review this information before exercises take place and provide feedback, if needed. Should TC inspectors determine after reviewing the exercise program and distribution lists that a certain local community organization was not invited, they could seek clarification from the RO as to why not and require the RO to invite the organization. Further details as to how an RO could demonstrate efforts to include these groups would be outlined in the updated *Environmental Response Standards* that would accompany the proposed Regulations.

Reporting and notification requirements

The proposed Regulations would also establish various new reporting requirements for ROs. For example, ROs would be required to maintain for three years a record and description of the training provided to personnel and contractors, and to provide these records to TC upon request. Response organizations would also be required to submit an exercise report within 45 days of completing an exercise. These measures would support marine safety and environmental protection by helping TC to verify the training that an RO's personnel and contractors have received and to review the results of exercises conducted and whether any deficiencies in the RO's response plan were identified.

Furthermore, ROs would be required to notify TC when they have been contracted to respond to a ship-source oil pollution incident and any other type of pollution incident that could affect their capacity to respond to a ship-source oil spill. Some ROs also provide response services for other types of incidents, such as land-based oil spills. While these types of incidents fall outside the scope of the CSA 2001, an RO could potentially use equipment or resources for these incidents that have also been identified in their ship-source oil spill response plans. These

parties joueraient un rôle actif dans les efforts d'intervention en cas d'incident de pollution par les hydrocarbures. Le règlement proposé exigerait que les OI tentent d'impliquer un éventail plus large de groupes susceptibles d'être directement touchés par un déversement provenant d'un navire et d'avoir un rôle ou un intérêt directement dans les efforts d'intervention. La participation, qui dépend de facteurs tels que la nature de l'exercice et le niveau d'intérêt et d'expertise du groupe local, peut inclure des rôles tels que celui d'observateur, la fourniture de conseils et de connaissances locales ou la réalisation d'opérations d'intervention spécifiques.

Un OI pourrait démontrer ses efforts pour inclure ces groupes supplémentaires dans ses exercices, par exemple en définissant les rôles de ces groupes dans son programme de simulation et en fournissant à Transports Canada la liste des groupes qu'il a invités à participer à un exercice. Les inspecteurs de Transports Canada examineraient ces informations avant les exercices et fourniraient des renseignements en retour, si nécessaire. Si les inspecteurs de Transports Canada déterminent, après avoir examiné le programme d'exercices et les listes de distribution, qu'une certaine organisation communautaire locale n'a pas été invitée, ils peuvent demander à l'OI d'en préciser les raisons et d'inviter l'organisation communautaire en question. De plus amples détails sur la manière dont un OI pourrait démontrer ses efforts pour inclure ces groupes seraient décrits dans la version actualisée des *Normes d'intervention environnementale* qui accompagnerait le règlement proposé.

Exigences en matière de rapports et de notifications

Le règlement proposé établirait également de nouvelles exigences en matière de rapports pour les OI. Par exemple, ces derniers seraient tenus de conserver pendant trois ans un registre et une description de la formation dispensée au personnel et aux contractants, ainsi que de fournir ces registres à Transports Canada sur demande. Les OI seraient également tenus de soumettre un rapport d'exercice dans les 45 jours suivant la fin de l'exercice. Ces mesures soutiendraient la sécurité maritime et la protection de l'environnement en aidant Transports Canada à vérifier la formation reçue par le personnel et les contractants de l'OI, à examiner les résultats des exercices effectués et à déterminer si des lacunes ont été recensées dans le plan d'intervention de l'OI.

En outre, les OI seraient tenus d'informer Transports Canada lorsqu'ils ont été chargés d'intervenir en cas d'incident de pollution par les hydrocarbures provenant d'un navire et de tout autre type d'incident de pollution susceptible d'affecter leur capacité d'intervention lors de déversements d'hydrocarbures provenant d'un navire. Certains OI fournissent également des services d'intervention pour d'autres types d'incidents, tels que les déversements d'hydrocarbures sur terre. Bien que ces types d'incidents n'entrent pas dans le champ d'application de

types of notifications would help TC to monitor and determine whether, in spite of assisting with other incidents, an RO has sufficient capacity on hand to meet their mandate under the CSA 2001 to address ship-source oil spill incidents for which they are certified. The proposed Regulations do not prescribe the method for notifying TC to provide ROs the flexibility to choose the most appropriate means to advise TC, given the nature and circumstances of the incident. The *Environmental Response Standards* document would provide guidance for how ROs could notify TC, including measures such as email notification.

Non-compliance with this requirement would be designated as a violation under the *Administrative Monetary Penalties and Notices (CSA 2001) Regulations* and be subject to an administrative monetary penalty of up to \$100,000.

Reviewing and submitting response plans and publishing fees

The ROR currently require ROs to review and update their response plans at least once per year and to provide the Minister four copies of their plans each time that the plans are submitted. Four copies were originally required so the response plan could be distributed to the national, regional and district TC offices responsible for reviewing the plan. In 2019, the *Canada Transportation Act* was amended to allow regulated parties to submit required documents to the Minister in an electronic format, and ROs have since met the requirement to submit their response plans by sending one electronic copy to TC as a standard practice. Therefore, in order to align with modern practices, the proposed Regulations would enable ROs to submit one electronic copy of their response plans.

The proposed Regulations would also require ROs to review their response plans after each ship-source oil spill to which they respond to identify opportunities for improvement and maintain records of these assessments for at least three years.

The proposed Regulations would also clarify how ROs are to publish fees for their spill response services. The CSA 2001 requires ROs to publish their fees in the “prescribed” manner 30 days in advance of the fees coming into effect; however, the current ROR do not specify how ROs are to do this. The purpose of the 30-day time frame is to provide

la LMMC 2001, un OI pourrait éventuellement utiliser pour ces incidents des équipements ou des ressources qui ont également été définis dans leurs plans d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures provenant de navires. Ces types de notifications aideraient Transports Canada à vérifier et à déterminer si, en dépit de l'aide apportée pour d'autres incidents, un OI dispose d'une capacité suffisante pour remplir son mandat en vertu de la LMMC 2001, à savoir traiter les incidents de déversement d'hydrocarbures provenant de navires pour lesquels il est certifié. Le règlement proposé ne prescrit pas la méthode pour informer Transports Canada afin de donner aux OI la flexibilité de choisir le moyen le plus approprié pour aviser Transports Canada, compte tenu de la nature et des circonstances de l'incident. Le document des *Normes d'intervention environnementale* offrirait des directives sur la façon que les OI pourraient aviser TC, y compris des mesures telles qu'une notification par courriel.

Le non-respect de cette exigence serait considéré comme une violation du *Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires et les avis (LMMC 2001)* et ferait l'objet d'une sanction administrative pécuniaire pouvant atteindre 100 000 \$.

Examen et soumission des plans d'intervention et publication des frais

Le ROI impose actuellement aux OI de revoir et de mettre à jour leurs plans d'intervention au moins une fois par année et de fournir au ministre quatre exemplaires de leurs plans à chaque fois qu'ils sont soumis. À l'origine, quatre exemplaires étaient nécessaires pour que le plan d'intervention puisse être distribué aux bureaux nationaux, régionaux et de district de Transports Canada chargés d'examiner le plan. En 2019, la *Loi sur les transports au Canada* a été modifiée pour permettre aux parties réglementées de soumettre les documents requis au ministre sous forme électronique, et les OI ont depuis satisfait à l'exigence de soumettre leurs plans d'intervention en envoyant une copie électronique à Transports Canada comme pratique courante. Par conséquent, afin de s'aligner sur les pratiques courantes, le règlement proposé permettrait aux OI de soumettre une copie de leurs plans d'intervention par voie électronique.

Le règlement proposé exigerait également que les OI examinent leurs plans d'intervention après chaque déversement d'hydrocarbures causé par un navire auquel ils répondent, afin de déceler les possibilités d'amélioration, et qu'ils conservent les enregistrements de ces évaluations pendant au moins trois ans.

Le règlement proposé clarifie également la manière dont les OI doivent publier les frais pour leurs services d'intervention en cas de déversement. La CSA 2001 exige que les OI publient leurs frais de la manière « prescrite » 30 jours avant leur entrée en vigueur. Toutefois, le ROI actuel ne précise pas comment les OI doivent procéder. L'objectif

interested persons the opportunity to apply to the Minister to review the reasonableness of the proposed fees. Given that ROs are prohibited under the CSA 2001 from charging fees until 30 days after they have given notice, it is important that the proposed Regulations clarify how the notification process is to be done.

Currently, the ROs publish their fees in Part I of the *Canada Gazette* as a standard practice, stemming from a previous *Canada Shipping Act* requirement. Given industry's familiarity with this process and that the *Canada Gazette* is broadly available to all Canadians, the proposed Regulations would formally require ROs to publish their fees in Part I of the *Canada Gazette*.

Suspending or cancelling a response organization's certificate

The proposed Regulations would also clarify the conditions in which the Minister may suspend or cancel an RO's certificate. The CSA 2001 grants the Minister the authority to suspend or cancel a certificate "in the circumstances and on the grounds set out in the regulations"; however, the ROR do not outline what these criteria could include. The proposed Regulations would indicate that the Minister may suspend or cancel a certificate if the Minister determines that an RO is non-compliant with the requirements or if the Minister believes that it would be in the public interest to do so. For instance, the Minister may suspend or cancel an RO's certificate in cases where the RO has not adequately demonstrated that it is able or willing to provide the oil spill response services for which it was certified. This could include instances such as an RO not maintaining the equipment capacity at the level for which it is certified despite directions from TC to do so, or other repeated cases of non-compliance with the RO showing inability or unwillingness to comply.

Proposed regulatory amendments for OHF operators

The proposed Regulations would amend various requirements for OHF operators to address gaps that have been identified by TC after several years of implementation.

For instance, the proposed Regulations would harmonize the minimum response equipment requirements for OHF operators north and south of 60°N. As noted in the "Issues" section, there is currently an unintended gap in these requirements. Accordingly, the proposed Regulations would require OHF operators north of 60°N to maintain the same minimum levels of response equipment as operators south of 60°N to ensure a consistent minimum level of oil spill response readiness at OHFs across the country, regardless of where the facility is located.

de ce délai de 30 jours consiste à donner aux personnes intéressées la possibilité de demander au ministre d'examiner le caractère raisonnable des frais proposés. Étant donné que la LMMC 2001 interdit aux OI de facturer des frais jusqu'à 30 jours après leur notification, il est important que le règlement proposé clarifie les modalités de la procédure de notification.

Actuellement, les OI publient leurs frais dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Il s'agit d'une pratique courante qui découle d'une exigence antérieure de la *Loi sur la marine marchande du Canada*. Étant donné que l'industrie est familiarisée avec ce processus et que la *Gazette du Canada* est largement accessible à tous les Canadiens, le règlement proposé exigerait formellement des OI qu'ils publient leurs frais dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

Suspension ou annulation du certificat d'un OI

Le règlement proposé clarifie également les conditions dans lesquelles le ministre peut suspendre ou annuler le certificat d'un OI. La LMMC 2001 confère au ministre le pouvoir de suspendre ou d'annuler un certificat « dans les circonstances et pour les motifs fixés par règlement ». Toutefois, le ROI ne précise pas ce que ces critères pourraient inclure. Le règlement proposé indique que le ministre peut suspendre ou annuler un certificat s'il estime que l'OI n'est pas conforme aux exigences ou s'il estime qu'il y va de l'intérêt public. Par exemple, le ministre peut suspendre ou annuler le certificat d'un OI dans les cas où celui-ci n'a pas démontré de manière adéquate être capable ou désireux de fournir les services de lutte contre les déversements d'hydrocarbures pour lesquels il a été certifié. Il peut s'agir de cas tels qu'un OI qui ne maintient pas la capacité de l'équipement au niveau pour lequel il est certifié malgré les instructions de Transports Canada, ou d'autres cas répétés de non-conformité où l'OI fait preuve d'une incapacité ou d'un manque de volonté de se conformer.

Modifications réglementaires proposées pour les exploitants d'IMH

Le règlement proposé modifierait diverses exigences applicables aux exploitants d'IMH afin de combler les lacunes recensées par Transports Canada après plusieurs années de mise en œuvre.

Par exemple, le règlement proposé harmoniserait les exigences minimales en matière d'équipement d'intervention pour les exploitants d'IMH au nord et au sud du 60° parallèle. Comme indiqué dans la section « Enjeux », il existe actuellement une lacune involontaire dans ces exigences. En conséquence, le règlement proposé exigerait que les exploitants d'IMH situés au nord du 60° parallèle maintiennent les mêmes niveaux minimaux d'équipement d'intervention que les exploitants situés au sud du 60° parallèle, afin de garantir un niveau minimal cohérent

The proposed Regulations would also clarify how OHFs are classified to better reflect their actual oil transferring operations. Currently, the ERR classify OHFs from Class 1 to Class 4 based on the maximum amount of oil they transfer to or from a vessel. For instance, an OHF that can transfer up to 150 m³ of oil per hour is classified as a “Class 1” facility, and the operator is required to have enough equipment and resources available to immediately respond to a discharge of 1 m³ of oil. A Class 4 facility is one that can transfer more than 2 000 m³ of oil per hour, and the operator is required to have enough equipment and resources to immediately respond to a discharge of at least 50 m³. However, many OHF operators transfer oil through multiple lines and, in some cases, to or from multiple vessels at the same time. When considering the total amount of oil that can be transferred simultaneously, some facilities would actually be classified at a higher class and would therefore need to have additional response equipment on site to be prepared to immediately respond to larger oil spills based on their class classification. To ensure that OHFs are accurately classified based on their actual oil transferring capacity, the proposed Regulations would classify OHFs based on their actual transfer rate.

Transport Canada is also proposing to update the exercise program requirements for OHF operators. Currently, OHF operators are required to establish an exercise program to assess the effectiveness of their emergency plans, but they are not explicitly required to implement these programs or report on the results of the exercises. For clarity and certainty, the proposed Regulations would require operators to include in their emergency plans a schedule for conducting exercises. Operators would also be required to provide a post-exercise report within 90 days after completing the exercise that includes information such as “lessons learned” and any gaps identified in their emergency plans. These reports would need to be maintained for at least three years.

The proposed Regulations would make several updates with respect to training and post-incident reporting. Specifically, OHF operators would need to include the dates and frequency of training provided with respect to their emergency plans, similarly to what they currently do for prevention plans. As there are currently no requirements with respect to how long an OHF operator must maintain

de préparation à l'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures dans les IMH de tout le pays, quel que soit le lieu d'implantation de l'installation.

Le règlement proposé clarifierait également la classification des IMH afin de mieux refléter leurs opérations réelles de transfert d'hydrocarbures. Actuellement, le RIE classe les IMH de la catégorie 1 à la catégorie 4 en fonction de la quantité maximale d'hydrocarbures qu'ils transfèrent vers un navire ou à partir d'un navire. Par exemple, une IMH qui peut transférer jusqu'à 150 m³ d'hydrocarbures par heure est classée comme une installation de « catégorie 1 », et l'exploitant doit disposer de suffisamment d'équipements et de ressources pour réagir immédiatement à un déversement de 1 m³ d'hydrocarbures. Une installation de catégorie 4 peut transférer plus de 2 000 m³ d'hydrocarbures par heure, et l'exploitant doit disposer de suffisamment d'équipements et de ressources pour réagir immédiatement à un déversement d'au moins 50 m³. Toutefois, de nombreux exploitants d'IMH transfèrent des hydrocarbures par l'intermédiaire de plusieurs conduites et, dans certains cas, à destination ou en provenance de plusieurs navires en même temps. Si l'on considère la quantité totale d'hydrocarbures pouvant être transférée simultanément, certaines installations seraient en fait classées à une catégorie supérieure et devraient donc disposer d'équipements d'intervention supplémentaires sur le site afin d'être prêtes à réagir immédiatement à des déversements d'hydrocarbures plus importants en fonction de leur classification par catégorie. Afin d'assurer le bon classement des IMH sur la base de leur capacité réelle de transfert d'hydrocarbures, le règlement proposé classerait les IMH sur la base de leur taux réel de transbordement d'hydrocarbures.

Transports Canada propose également de mettre à jour les exigences relatives au programme d'exercices pour les exploitants d'IMH. Actuellement, les exploitants d'IMH sont tenus d'établir un programme d'exercices pour évaluer l'efficacité de leurs plans d'urgence, mais ils ne sont pas explicitement obligés de mettre en œuvre ces programmes ou de rendre compte des résultats des exercices. Pour plus de clarté et de certitude, le règlement proposé exigerait que les exploitants incluent dans leurs plans d'urgence un calendrier pour la réalisation d'exercices. Les exploitants seraient également tenus de fournir un rapport post-exercice dans les 90 jours suivant la fin de l'exercice, comprenant des informations telles que les « enseignements tirés » et toute lacune décelée dans leurs plans de prévention ou d'urgence. Ces rapports devraient être conservés pendant au moins trois ans.

Le règlement proposé prévoit plusieurs mises à jour en ce qui concerne la formation et les rapports post-incident. Plus précisément, les exploitants d'IMH devront indiquer les dates et la fréquence des formations dispensées dans le cadre de leurs plans d'urgence, à l'instar de leurs plans de prévention. À défaut d'aucune exigence actuelle concernant la durée de conservation des dossiers par les

their records, the proposed Regulations would also require OHF operators to maintain records of training on their prevention and emergency plans for at least three years and provide them to the Minister upon request.

Operators would also be required to prepare post-incident reports for all oil pollution incidents at their facilities and submit them to the Minister within 90 days after the day in which the incident occurred. The reports would need to include information such as the causes of and contributing factors to the incident, as well as actions that are needed to reduce the risk of recurrence. An OHF operator would need to consider the findings of these reports when reviewing or amending their prevention or emergency plans.

The proposed Regulations would revise the time frames for when OHF operators must complete and submit updated prevention and emergency plans to the Minister. Currently, operators must review their plans at least once a year and any time that a change or gap to business processes or operations is identified that could affect the transferring of oil at their facilities. In the case of such a change, an operator must update its plan within 90 days of the event and submit the updated plan to the Minister within one year of having made any changes to the plan. This means that TC might not receive an updated plan until 455 days after the operator has identified a need to review and update its plan. To ensure that TC receives updated plans in a timelier manner, the proposed Regulations would require operators to submit the updated plan to the Minister within 90 days of one of these events happening.

Regulatory development

Consultation

Transport Canada posted a [discussion paper](#) on Let's Talk Oceans Protection Plan (OPP) from May 5 to July 27, 2018, to seek broad feedback on how it could improve the regulations and standards for ROs. Transport Canada received a total of seven written submissions from four industry groups, two provincial and municipal bodies and one Indigenous group in British Columbia, in addition to 23 responses from the public posted directly on the Let's Talk OPP website. The majority of the organizations that provided written submissions called for response plans to be more tailored to local conditions to ensure effective response and supported increased local community participation in spill response. While the Indigenous group and the municipal and provincial bodies supported faster response times, two industry associations argued that any changes to the response times would need to be based on risk assessments and spill probability scenarios at regional

exploitants d'IMH, le règlement proposé prévoit également que les exploitants d'IMH conservent pendant au moins trois ans les dossiers de formation relatifs à leurs plans de prévention et d'urgence et les remettent au ministre sur demande.

Les exploitants seraient également tenus de rédiger des rapports sur tous les incidents de pollution par les hydrocarbures survenus dans leurs installations et de les présenter au ministre dans les 90 jours suivant le jour où l'incident s'est produit. Les rapports devront inclure des informations telles que les causes et les facteurs contribuant à l'incident, ainsi que les actions nécessaires pour réduire le risque de récurrence. Les exploitants d'IMH doivent tenir compte des conclusions de ces rapports lorsqu'ils révisent ou modifient leurs plans de prévention ou d'urgence.

Le règlement proposé révisé les délais dans lesquels les exploitants d'IMH doivent compléter et soumettre au ministre des plans de prévention et d'urgence mis à jour. Actuellement, les exploitants doivent revoir leurs plans au moins une fois par année et à chaque fois qu'un changement ou une lacune dans les processus opérationnels ou les opérations sont définis comme pouvant affecter le transfert d'hydrocarbures dans leurs installations. Dans le cas d'une telle modification, l'exploitant doit mettre à jour son plan dans les 90 jours suivant l'événement et soumettre le plan actualisé au ministre dans un délai d'un an à compter de la date des modifications du plan. Ainsi, Transports Canada pourrait ne recevoir un plan actualisé que 455 jours après que l'exploitant a défini le besoin de réviser et d'actualiser son plan. Pour que Transports Canada reçoive les plans mis à jour plus rapidement, le règlement proposé exigerait que les exploitants soumettent le plan mis à jour au ministre dans les 90 jours suivant la survenance de l'un de ces événements.

Élaboration de la réglementation

Consultation

Transports Canada a publié un [document de discussion](#) sur Parlons Plan de protection des océans du 5 mai au 27 juillet 2018 afin d'obtenir une large rétroaction sur la façon dont il pourrait améliorer la réglementation et les normes relatives aux OI. Transports Canada a reçu au total sept observations écrites émanant de quatre groupes industriels, de deux organismes provinciaux et municipaux et d'un groupe autochtone de Colombie-Britannique, ainsi que 23 réponses du public affichées directement sur le site Web Parlons Plan de protection des océans. La majorité des organisations qui ont présenté des observations écrites ont demandé une meilleure adaptation des plans d'intervention aux conditions locales afin de garantir une intervention efficace et a soutenu une participation accrue des communautés locales à l'intervention en cas de déversement. Alors que le groupe autochtone ainsi que les organismes municipaux et provinciaux étaient favorables

and national levels so that changes would not arbitrarily increase the operational burden for ROs. The Indigenous group and the provincial body also called for additional ports to be designated under the ROR to ensure greater and faster response capacity, particularly along the west coast. The public comments received through the Let's Talk OPP website were primarily focused on the broader oil industry and the Trans Mountain Pipeline project, which are outside the scope of the proposed Regulations.

Transport Canada held 28 engagement session and bilateral meetings with industry, Indigenous groups, non-governmental organizations, provinces, and local communities from May 2018 to March 2019. These meetings took place in the Pacific, Ontario, Quebec, Atlantic and National Capital and were focused on gathering feedback on the current standards. Concerns raised in 2018–2019 engagement sessions helped shape the current proposed amendments. Many of the issues raised by stakeholders and Indigenous communities in 2018–2019 were reconfirmed in more recent consultations.

Many partners and stakeholders were supportive of the current Canadian regime and highlighted the importance of ensuring a robust level of oil spill preparedness. Areas identified for enhancement included:

- Ensuring that the standards are more risk-based and tailored to local conditions;
- Improving response time standards;
- Ensuring greater response capacity for oil spills beyond 10 000 tonnes;
- Enhancing the evaluation and certification of ROs; and
- Increasing community and stakeholder participation in planning, preparedness, and response.

The proposed Regulations would address many of these issues, as outlined in the “Description” section above. Transport Canada is currently not proposing to include amendments requiring ROs to increase their response capacity beyond 10 000 tonnes. Ship-source oil spills beyond this amount are rare and have not happened in Canada for the last 50 years. It would be highly costly for ROs to maintain a response capacity beyond 10 000 tonnes, especially given that such incidents are highly unlikely. Furthermore, Canadian ROs have mutual aid agreements with other response partners that enable them to secure

à des délais d'intervention plus courts, deux associations industrielles ont fait valoir que toute modification des délais d'intervention devrait être fondée sur des évaluations des risques et des scénarios de probabilité de déversement sur les plans régional et national afin que les changements n'augmentent pas arbitrairement la charge opérationnelle pour les OI. Le groupe autochtone et l'organisme provincial ont également demandé que des ports supplémentaires soient désignés dans le cadre du ROI afin de garantir une capacité d'intervention plus importante et plus rapide, en particulier le long de la côte ouest. Les commentaires du public reçus par l'intermédiaire du site Web Parlons Plan de protection des océans portaient principalement sur l'industrie pétrolière au sens large et sur le projet de pipeline Trans Mountain, lesquels n'entrent pas dans le champ d'application du règlement proposé.

Transports Canada a organisé 28 séances de mobilisation et de réunions bilatérales avec l'industrie, les groupes autochtones, les organisations non gouvernementales, les provinces et les communautés locales entre mai 2018 et mars 2019. Tenues dans les régions du Pacifique, de l'Ontario, du Québec, de l'Atlantique et de la capitale nationale, ces réunions visaient à recueillir des commentaires sur les normes actuelles. Les préoccupations soulevées lors des sessions de mobilisation en 2018-2019 ont contribué à l'élaboration des propositions de modification actuelles. Bon nombre des questions soulevées par les parties prenantes et les communautés autochtones en 2018-2019 ont été reconfirmées lors de consultations plus récentes.

De nombreux partenaires et parties prenantes ont soutenu le régime canadien actuel et ont souligné l'importance de garantir un niveau élevé de préparation aux déversements d'hydrocarbures. Les domaines définis pour l'amélioration sont les suivants :

- Veiller à ce que les normes soient davantage fondées sur les risques et adaptées aux conditions locales;
- Améliorer les normes de temps d'intervention;
- Renforcer la capacité d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures de plus de 10 000 tonnes;
- Améliorer l'évaluation et la certification des OI;
- Accroître la participation de la communauté et des parties prenantes à la planification, à la préparation et à l'intervention.

Le règlement proposé aborde un grand nombre de ces questions, comme indiqué dans la section « Description » ci-dessus. Transports Canada ne propose pas pour l'instant d'inclure des modifications obligeant les OI à augmenter leur capacité d'intervention au-delà de 10 000 tonnes. Rares, les déversements d'hydrocarbures provenant de navires et dépassant cette quantité ne se sont pas produits au Canada au cours des 50 dernières années. Il serait très coûteux pour les OI de maintenir une capacité d'intervention supérieure à 10 000 tonnes, d'autant plus que de tels incidents sont très peu probables.

additional resources as needed to respond to spills that are beyond their capacity. Transport Canada plans to update the *Environmental Response Standards* to provide additional technical guidance related to the proposed Regulations. This guidance would include the best practice that ROs include the activation of their mutual aid agreements in an exercise at least once every three years to ensure that they are well prepared to activate them if needed during response operations.

Transport Canada has also held regular consultations on proposed changes to the ROR with the four certified ROs since 2018. The ROs are supportive of clarifying response and preparedness requirements, emphasizing that they already undertake many of the preparedness requirements and activities that would be mandated under the proposed Regulations. They also emphasized that more public awareness and education regarding Canada's marine oil pollution incident preparedness and response system could help to alleviate many stakeholder concerns.

Transport Canada inspectors regularly hold discussions with OHF operators as they conduct inspections, assess exercise programs and review response plans. This provides a forum for feedback and dialogue. Since the ERR came into force, some OHF operators have raised concerns regarding administrative burdens in updating their emergency plans, as well as uncertainty in how they are to comply with certain requirements. Specifically, operators have stated that the requirement to include in their emergency plans the names of those responsible for carrying out those plans was an unnecessary burden that requires them to update them plans every time there are staffing changes. Some operators have expressed uncertainty about how their facilities should be classified in cases where they can transfer oil via multiple lines to and from multiple vessels, given that the current Regulations only discuss single transfers to or from a single vessel. In addition, operators generally support the concept that OHF operators be required to implement the exercise programs described in their plans. As mentioned in the "Description" section, the proposed Regulations would respond to most of these issues by removing the requirement to include the names of personnel in an OHF operator's response plans and clarifying the criteria for classifying OHFs.

En outre, les OI canadiens ont conclu des accords d'aide mutuelle avec d'autres partenaires d'intervention, ce qui leur permet d'obtenir des ressources supplémentaires en cas de déversement dépassant leurs capacités. Transports Canada prévoit de mettre à jour les *Normes d'intervention environnementale* afin de fournir des conseils techniques supplémentaires en rapport avec le règlement proposé. Ces orientations incluraient les pratiques exemplaires selon lesquelles les OI incluent l'activation de leurs accords d'aide mutuelle dans un exercice au moins une fois tous les trois ans afin de s'assurer d'être bien préparés à les activer en cas de besoin pendant les opérations d'intervention.

Depuis 2018, Transports Canada a également tenu des consultations régulières sur les changements proposés au ROI avec les quatre OI certifiés. Ces derniers sont favorables à la clarification des exigences en matière d'intervention et de préparation, soulignant entreprendre déjà un grand nombre d'exigences et d'activités de préparation qui seraient rendues obligatoires par le règlement proposé. Ils ont également souligné qu'une sensibilisation et une éducation accrues du public concernant le système canadien de préparation et d'intervention en cas d'incident de pollution marine par les hydrocarbures pourraient contribuer à atténuer les nombreuses préoccupations des parties prenantes.

Les inspecteurs de Transports Canada s'entretiennent régulièrement avec les exploitants d'IMH lorsqu'ils effectuent des inspections, évaluent les programmes d'exercices et examinent les plans d'intervention. Il s'agit d'un forum de retour d'information et de dialogue. Depuis l'entrée en vigueur du RIE, certains exploitants d'IMH ont fait part de leurs préoccupations concernant les charges administratives liées à la mise à jour de leurs plans d'urgence, ainsi que de l'incertitude quant à la manière dont ils doivent se conformer à certaines exigences. En particulier, les exploitants ont déclaré que l'obligation d'inclure dans leurs plans d'urgence les noms des personnes responsables de la mise en œuvre de ces plans constituait une charge inutile qui les obligeait à mettre à jour leurs plans à chaque changement de personnel. Certains exploitants ont exprimé leur incertitude quant à la classification de leurs installations dans les cas où ils peuvent transférer des hydrocarbures par plusieurs lignes vers et à partir de plusieurs navires, étant donné que le règlement actuel ne traite que des transferts uniques vers un navire ou à partir d'un seul navire. En outre, les exploitants soutiennent généralement l'idée que les exploitants d'IMH soient tenus de mettre en œuvre les programmes d'exercices décrits dans leurs plans. Comme indiqué dans la section « Description », le règlement proposé répondrait à la plupart de ces questions en supprimant l'obligation d'inclure les noms du personnel dans les plans d'intervention des exploitants d'IMH et en clarifiant les critères de classification des IMH.

Transport Canada conducted further engagement by posting a discussion paper on the Let's Talk Transportation website from December 2023 to February 2024 to seek feedback on the proposed Regulations. The discussion paper was shared with Indigenous groups, and stakeholders such as industry, and provincial/territorial governments across the country. Transport Canada also offered to meet with stakeholders to discuss any concerns. During this period, Transport Canada received 14 written submissions from 5 OHF operators and associations; 4 Indigenous communities or organizations; 2 ROs; 2 industry members; and one member of the public. Transport Canada also met with 6 Indigenous organizations representing 16 Nations.

Overall, respondents supported amending the regulatory requirements for ROs and OHF operators to enhance oil spill preparedness, with the ROs and OHF operators noting that they implement many of the proposed changes as best practice.

The Indigenous groups and industry stakeholders supported requiring the development of sub-regional area response plans; however, some Indigenous groups stated that mechanisms should be put in place to require ROs to seek and integrate the perspectives of Indigenous peoples in these plans. Transport Canada encourages ROs to engage with local Indigenous and coastal communities in developing their sub-regional plans. Requiring ROs to invite local Indigenous and coastal communities to participate in exercises would also provide an opportunity for these communities to share their perspectives and concerns with respect to sub-regional plans in their areas, as well as to identify areas of cultural, economic, and environmental significance that should be considered in the plans.

Some Indigenous groups also noted that capacity building and support should be provided to enable the participation of local Indigenous communities in exercises. The role local Indigenous and coastal communities would have in participating in an exercise would depend on various factors, such as the nature of the exercise and the interests of the participants. Any community interested in participating in a local exercise would be encouraged to discuss with the RO what their role would be and what would be needed to participate.

Some Indigenous groups expressed that ROs' and OHF operators' plans should be made publicly available to enhance transparency and to support better coordination in response planning and operations. These plans can contain proprietary and commercially sensitive information and it would therefore be inappropriate to require them

Transports Canada a poursuivi sa mobilisation en publiant un document de discussion sur le site Web Parlons transport de décembre 2023 à février 2024 afin de recueillir des commentaires sur le règlement proposé. Le document de discussion a été communiqué aux groupes autochtones, aux parties prenantes telles que l'industrie et les gouvernements provinciaux et territoriaux dans tout le pays. Transports Canada a également proposé de rencontrer les intervenants pour discuter de toute préoccupation. Au cours de cette période, Transports Canada a reçu 14 observations écrites émanant de 5 exploitants et associations d'IMH; 4 communautés ou organisations autochtones; 2 OI; 2 membres de l'industrie; et un membre du public. Transports Canada a également rencontré 6 organisations autochtones représentant 16 nations.

Dans l'ensemble, les répondants sont favorables à la modification des exigences réglementaires imposées aux OI et aux exploitants d'IMH afin d'améliorer la préparation aux déversements d'hydrocarbure, les OI et les exploitants d'IMH faisant remarquer mettre en œuvre un grand nombre des modifications proposées en tant que pratiques exemplaires.

Les groupes autochtones et les parties prenantes du secteur sont favorables à l'élaboration obligatoire de PIZ sous-régionaux. Toutefois, certains groupes autochtones ont déclaré que des mécanismes devraient être mis en place pour exiger que les OI recherchent et intègrent les perspectives des peuples autochtones dans ces plans. Transports Canada encourage les OI à s'engager avec les communautés autochtones et côtières locales dans l'élaboration de leurs plans sous-régionaux. Le fait d'obliger les OI à inviter les communautés autochtones et côtières locales à participer aux exercices donnerait également l'occasion à ces communautés de partager leurs points de vue et leurs préoccupations concernant les plans sous-régionaux dans leurs régions, ainsi que de définir les zones d'importance culturelle, économique et environnementale qui devraient être prises en compte dans les plans.

Certains groupes autochtones ont également fait remarquer que le renforcement des capacités et le soutien devraient être fournis pour permettre la participation des communautés autochtones locales aux exercices. Le rôle des communautés locales autochtones et côtières dans la participation à un exercice dépend de divers facteurs, tels que la nature de l'exercice et les intérêts des participants. Toute communauté souhaitant participer à un exercice local serait encouragée à discuter avec l'OI du rôle qu'elle pourrait jouer et de ce qui serait nécessaire pour participer à l'exercice.

Certains groupes autochtones ont indiqué que les plans des OI et des exploitants d'IMH devraient être rendus publics afin d'améliorer la transparence et de favoriser une meilleure coordination dans la planification et les opérations d'intervention. Ces plans pouvant contenir des informations exclusives et commercialement sensibles, il

to be made available to the public. However, as noted above, participation in exercises would provide an opportunity for local communities to become more aware of response planning and operations in their area. It should also be noted that oil spill response operations involving multiple response partners are often coordinated through the establishment of incident command structures. These mechanisms ensure that all parties involved work together to mitigate the risk of duplicative or conflicting response efforts.

An Indigenous group and RO also called for TC to certify ROs beyond 10 000 tonnes, recognizing that commercial vessels such as oil tankers can carry well in excess of this amount. As noted above, the 10 000-tonne threshold is not intended to limit an RO's response capacity but to set the minimum level of preparedness ROs must meet to be certified. Response organizations also have mutual aid agreements in place with other organizations to secure additional resources as necessary where further capacity is required.

Feedback from both written submissions and meetings reconfirmed many of the same concerns from 2018 to 2019. For instance, two Indigenous groups, one RO and an industry association called for designating additional ports and identifying new ERAs to enhance oil spill preparedness, especially along the northern coast of British Columbia. Several Indigenous groups questioned whether the new two-hour activation time standard would substantively support improved response times and called for shortening the existing response time standards to support faster response actions.

Transport Canada is currently not proposing to change the list of designated ports as part of these proposed Regulations. Ports are designated under the ROR based on internal TC national policy that considers factors related to the risk and potential severity of an oil pollution incident, such as the volume of oil transferred at the port and the density and volume of vessel traffic in the port area. The policy also considers whether a port has the infrastructure to support a warehouse capable of storing sufficient response equipment to respond to at least a 150-tonne spill (ROs are required to maintain this level of equipment at a designated port). Based on this policy, no additional Canadian port would meet the criteria to be designated.

serait inapproprié d'exiger de les mettre à la disposition du public. Toutefois, comme indiqué ci-dessus, la participation à des exercices permettrait aux communautés locales d'être mieux informées de la planification et des opérations d'intervention dans leur région. Il convient également de noter que les opérations de lutte contre les déversements d'hydrocarbures impliquant de multiples partenaires d'intervention sont souvent coordonnées par la mise en place de structures de commandement des opérations. Ces mécanismes garantissent une collaboration entre toutes les parties concernées afin d'atténuer le risque de duplication ou de conflit des efforts d'intervention.

Un groupe autochtone et un OI ont également demandé à Transports Canada de certifier les OI au-delà de 10 000 tonnes, reconnaissant que les navires commerciaux tels que les pétroliers peuvent transporter bien plus que cette quantité. Comme indiqué ci-dessus, le seuil de 10 000 tonnes n'est pas destiné à limiter la capacité d'intervention des OI, mais à fixer le niveau minimal de préparation que ces derniers doivent atteindre pour être certifiés. Les OI ont également conclu des accords d'aide mutuelle avec d'autres organismes afin d'obtenir des ressources supplémentaires, le cas échéant, lorsqu'une capacité accrue est nécessaire.

Les commentaires reçus à la fois par écrit et lors des réunions ont reconfirmé une grande partie des préoccupations exprimées en 2018-2019. Par exemple, deux groupes autochtones, un OI et une association industrielle ont demandé la désignation de ports supplémentaires et la détermination de nouveaux SII pour améliorer la préparation aux déversements d'hydrocarbures, en particulier le long de la côte septentrionale de la Colombie-Britannique. Plusieurs groupes autochtones se sont demandé si la nouvelle norme de délai d'activation de deux heures permettrait d'améliorer sensiblement les délais d'intervention et ont demandé que les normes de délai d'intervention existantes soient raccourcies afin de permettre des actions d'intervention plus rapides.

Transports Canada ne propose pas actuellement de modifier la liste des ports désignés dans le cadre de ce règlement proposé. Les ports sont désignés dans le cadre du ROI sur la base d'une politique nationale interne de Transports Canada qui prend en compte des facteurs liés au risque et à la gravité potentielle d'un incident de pollution par les hydrocarbures, tels que le volume d'hydrocarbures transférés dans le port ainsi que la densité et le volume du trafic maritime dans la zone portuaire. La politique examine également si un port dispose de l'infrastructure nécessaire pour accueillir un entrepôt capable de stocker suffisamment d'équipements d'intervention afin de faire face à un déversement d'au moins 150 tonnes (les OI sont tenus de maintenir ce niveau d'équipement dans un port désigné). Sur la base de cette politique, aucun autre port canadien ne répondrait aux critères de désignation.

The existing response time standards are linked to the designation of ports and identification of ERAs. Therefore, any changes to these standards would need to be considered as part of a review of the national port designation policy. Transport Canada is committed to reviewing this policy and will engage on this process once a concrete time frame for a review has been established. This work will require significant policy analysis and engagement, and TC has therefore prioritized the proposed Regulations that include measures that TC is ready to implement in the near term.

For this reason, TC is proposing to maintain the existing response time standards, with the addition of the response plan activation time standard. This new activation requirement would support effective oil spill response times and complement existing requirements for prescribed vessels and OHF operators to immediately activate their on-board and facility emergency plans to address spills as soon as they are identified. In this way, some oil spill response measures could be underway before the RO arrives on the scene.

There was general support for the proposed changes to the requirements for OHF operators. Some OHF operators and an industry association sought further detail and clarification on the proposed changes to the classification criteria for OHFs and exercise requirements for OHF operators. The “Description” section above details how OHFs would be classified under the proposed Regulations. As discussed in the “Baseline and regulatory scenarios” section below, this proposed change is expected to affect very few facilities. The proposed Regulations would not stipulate the number of exercises OHF operators must conduct, but rather clarify that these operators must implement the exercise program described in their emergency plans.

Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation

In accordance with the *Cabinet Directive on the Federal Approach to Modern Treaty Implementation*, an analysis was undertaken to determine whether the proposal is likely to give rise to modern treaty obligations. This assessment examined the geographic scope and subject matter of the proposal in relation to modern treaties in effect. The analysis identified treaty obligations with respect to engagement and consultation with modern treaty signatories, and consideration of their advice and recommendations in making federal decisions that affect marine areas, marine shipping, and oil spill emergency response plans within signatories’ traditional territories.

Les normes actuelles en matière de temps d’intervention sont liées à la désignation des ports et à la détermination des SII. Par conséquent, toute modification de ces normes devrait être envisagée dans le cadre d’une révision de la politique nationale de désignation des ports. Transports Canada s’est engagé à revoir cette politique et s’impliquera dans ce processus dès qu’un calendrier concret de révision aura été établi. Ce travail nécessitera une analyse et une mobilisation politiques importantes, et Transports Canada a donc donné la priorité au règlement proposé qui comprend des mesures que Transports Canada est actuellement prêt à mettre en œuvre à court terme.

Pour cette raison, le Ministère propose de maintenir les normes de temps d’intervention existantes, avec l’ajout de la norme de temps d’activation du plan d’intervention. Cette nouvelle exigence d’activation favoriserait des délais d’intervention efficaces en cas de déversement d’hydrocarbures et compléterait les exigences actuelles imposant aux bâtiments réglementaires et aux exploitants d’IMH d’activer immédiatement leurs plans d’urgence à bord et dans les installations pour faire face aux déversements dès qu’ils sont définis. De cette façon, certaines mesures de lutte contre les déversements d’hydrocarbures pourraient être en cours avant que l’OI n’arrive sur les lieux.

Les modifications proposées pour les exigences applicables aux exploitants d’IMH ont reçu un soutien général. Certains exploitants d’IMH et une association professionnelle ont demandé des précisions et des éclaircissements sur les changements proposés concernant les critères de classification des IMH et les exigences en matière d’exercice pour les exploitants d’IMH. La section « Description » ci-dessus détaille la manière dont les IMH seraient classés dans le cadre du règlement proposé. Comme indiqué ci-dessous dans la section « Scénario de référence et scénario réglementaire », cette proposition de modification ne devrait concerner que très peu d’installations. Le règlement proposé ne mentionnerait pas le nombre d’exercices que les exploitants d’IMH doivent effectuer, mais préciserait plutôt que ces exploitants doivent mettre en œuvre le programme d’exercices décrit dans leurs plans d’urgence.

Obligations relatives aux traités modernes et consultation et mobilisation des Autochtones

Conformément à la *Directive du Cabinet sur l’approche fédérale à l’égard de la mise en œuvre des traités modernes*, une analyse a été entreprise afin d’établir si la proposition est susceptible d’engendrer des obligations en vertu des traités modernes. L’évaluation a étudié l’objet et le champ d’application géographique de la proposition par rapport aux traités modernes en vigueur. L’analyse a permis de définir des obligations découlant des traités en ce qui concerne la mobilisation et la consultation des signataires de traités modernes, et la prise en compte de leurs avis et recommandations lors de la prise de décisions fédérales ayant une incidence sur les zones marines, la navigation maritime et les plans d’intervention d’urgence.

To this end, TC contacted modern treaty partners to share with them directly the discussion paper noted in the “Consultation” section above for their consideration and to seek their views. Transport Canada also extended an invitation to meet with modern treaty partners to discuss their questions and concerns about the proposed Regulations. Two organizations requested information sessions to seek further information about the proposals in the discussion paper.

Transport Canada received feedback from one modern treaty partner who shared views similar to those shared by some of the Indigenous groups discussed in the “Consultation” section above. Specifically, the modern treaty partner noted that Indigenous groups should be involved in response exercises and operations, as well as the development and review of response strategies and localized response plans. They also stated that OHF operators’ emergency plans should be made easily available to the public to improve the ability of Indigenous groups to be involved in oil spill response. As noted above, TC strongly encourages the ROs to engage with local Indigenous peoples when developing their sub-regional plans. Requiring ROs to invite local Indigenous groups to participate in exercises would provide an opportunity for Indigenous groups to share their perspectives and concerns with respect to an RO’s plans.

The modern treaty partner expressed that improvements must be made to better prepare for smaller and hard-to-recover oil spills, as these types of spills can still cause significant environmental damage. An RO is activated when the prescribed vessel, OHF operator or the CCG determine that the services of the RO are required to respond to an incident and not based specifically on the spill size. In cases where the polluter is unknown, unwilling, or unable to respond to a spill, the CCG takes over the spill response and will either conduct the clean-up itself or hire an RO to do so.

Negative impacts, the creation of barriers, or discriminatory regulatory practices are not anticipated as a result of the proposed Regulations.

Instrument choice

Options considered to address identified gaps in the existing regime and enhance ship-source oil spill preparedness

en cas de déversement d’hydrocarbures sur les territoires traditionnels des signataires.

À cette fin, Transports Canada a contacté les partenaires des traités modernes pour leur communiquer directement le document de discussion mentionné dans la section « Consultation » plus haut, afin qu’ils l’examinent et qu’ils donnent leur avis. Transports Canada a également invité les partenaires des traités modernes à discuter de leurs questions et de leurs préoccupations concernant le règlement proposé. Deux organisations ont demandé des séances d’information pour obtenir de plus amples renseignements sur les propositions contenues dans le document de discussion.

Transports Canada a reçu les commentaires d’un partenaire de traité moderne qui partageait des points de vue similaires à ceux de certains des groupes autochtones mentionnés dans la section « Consultation » plus haut. Plus précisément, le partenaire du traité moderne a noté que les groupes autochtones devraient être impliqués dans les exercices et les opérations d’intervention, ainsi que dans l’élaboration et la révision des stratégies d’intervention et des plans d’intervention localisés. Ils ont également déclaré que les plans d’urgence des exploitants d’IMH devraient être facilement accessibles au public afin d’améliorer la capacité des groupes autochtones à participer à la lutte contre les déversements d’hydrocarbures. Comme indiqué plus haut, Transports Canada encourage vivement les OI à s’engager auprès des populations autochtones locales lors de l’élaboration de leurs plans sous-régionaux. Le fait d’exiger des OI d’inviter les groupes autochtones locaux à participer aux exercices donnerait à ces derniers l’occasion de faire part de leurs points de vue et de leurs préoccupations concernant les plans de l’OI.

Le partenaire du traité moderne a indiqué que des améliorations doivent être apportées pour mieux se préparer aux déversements d’hydrocarbures plus petits et difficiles à récupérer, ces types de déversements pouvant encore causer des dommages environnementaux importants. Un OI est activé lorsque le bâtiment réglementaire, l’exploitant d’IMH ou la GCC déterminent que les services de l’OI sont nécessaires pour répondre à un incident et non en fonction de la taille du déversement. Lorsque le pollueur est inconnu, ne veut pas ou ne peut pas intervenir en cas de déversement, la GCC prend en charge l’intervention et procède elle-même au nettoyage ou fait appel à un OI.

Le règlement proposé ne devrait ni avoir d’incidences négatives ni créer des obstacles ou des pratiques réglementaires discriminatoires.

Choix de l’instrument

Les options envisagées pour combler les lacunes recensées dans le régime existant et améliorer la préparation

included implementing enhanced policy measures and introducing regulatory amendments.

Option 1: Enhanced policy measures

Under this option, the current regulations would remain in place, with TC providing policy and technical guidance to ROs. For instance, this guidance could include details on how ROs should develop their ARPs, exercise programs and response plan activation procedures, and what should be included in them. Transport Canada could also provide policy and technical guidance recommending more frequent reviews and updates of RO and OHF operator plans, the minimum amount of equipment OHF operators should maintain as a best practice, and clarifying how OHFs should be classified.

However, because this policy and technical guidance would not be mandatory, TC would face challenges in monitoring adherence to these measures and would not be able to enforce them. While the Minister of Transport would continue to have the discretion to suspend or not renew the certificate of an RO for public interest reasons, it would not be feasible to rely on such an approach to address non-compliance with voluntary measures.

This option would also be ineffective in addressing concerns with respect to the implementation of OHF operator exercise programs. As noted above, some operators have already questioned whether the ERR requires them to conduct exercises, and further non-mandatory policy guidance on this issue would be unlikely to result in more exercises being done.

Option 2: Proposed Regulations

Under this option, the proposed Regulations would be implemented and supported by a revised *Environmental Response Standards* document providing additional technical guidance about how the new requirements are to be implemented.

This approach would support enhanced and more consistent response planning and preparedness among ROs by establishing specific requirements with respect to ARPs, activation procedures, and exercise programs that all ROs would need to follow.

The proposed Regulations would also ensure more consistent levels of response preparedness among OHF operators by aligning and strengthening requirements around response equipment and OHF operator exercise programs.

aux déversements d'hydrocarbures provenant des navires comprenaient la mise en œuvre de mesures politiques renforcées et l'introduction de modifications réglementaires.

Option 1 : Mesures politiques renforcées

Dans le cadre de cette option, le règlement actuel resterait en vigueur, Transports Canada fournissant des orientations politiques et techniques aux OI. Par exemple, ces orientations pourraient préciser la manière dont les OI doivent élaborer leurs PIZ, leurs programmes d'exercices et leurs procédures d'activation des plans d'intervention, ainsi que les éléments qui doivent y figurer. Transports Canada pourrait également fournir des orientations politiques et techniques recommandant des examens et des mises à jour plus fréquents des plans des exploitants d'OI et d'IMH, la quantité minimale d'équipement que les exploitants d'IMH devraient maintenir en tant que pratique exemplaire, et clarifiant la manière dont les IMH devraient être classées.

Toutefois, comme cette politique et ces orientations techniques ne seraient pas obligatoires, Transports Canada serait confronté à des difficultés pour contrôler le respect de ces mesures et ne serait pas en mesure de les faire appliquer. Le ministre des Transports continuerait à déterminer le pouvoir discrétionnaire de suspendre ou de ne pas renouveler le certificat d'un OI pour des raisons d'intérêt public, mais il ne serait pas possible de s'appuyer sur une telle approche pour remédier au non-respect des mesures volontaires.

Cette option ne permettrait pas non plus de répondre aux préoccupations concernant la mise en œuvre des programmes d'exercices des exploitants d'IMH. Comme indiqué plus haut, certains exploitants se sont déjà demandé si le RIE les obligeait à effectuer des exercices, et il est peu probable que de nouvelles orientations politiques non obligatoires sur cette question entraînent une augmentation du nombre d'exercices.

Option 2 : Règlement proposé

Dans le cadre de cette option, le règlement proposé serait mis en œuvre et soutenu par un document révisé des *Normes d'intervention environnementale* fournissant des orientations techniques supplémentaires sur la manière dont les nouvelles exigences doivent être mises déployées.

Cette approche permettrait d'améliorer et de rendre plus cohérentes la planification et la préparation des interventions entre les OI en établissant des exigences spécifiques concernant les PIZ, les procédures d'activation et les programmes d'exercices que tous les OI devraient respecter.

Le règlement proposé garantirait également des niveaux plus cohérents de préparation à l'intervention parmi les exploitants d'IMH en alignant et en renforçant les exigences relatives aux équipements d'intervention et aux programmes d'exercice des exploitants d'IMH.

The reporting and plan review requirements would enable TC to monitor response and the prevention and emergency plans more consistently and more frequently. These requirements would also create more opportunities to identify gaps in response plans before they need to be implemented to respond to an oil pollution incident.

The proposed Regulations would also designate RO requirements around reviewing and updating their response plans and notifying TC when responding to incidents that could affect their capacity to respond to other oil spills for which they are certified. Designating these provisions would ensure that they can be enforced via AMPs in the same manner as other RO preparedness requirements, which is expected to reduce and deter non-compliance, thereby helping to enhance marine safety and environmental protection.

The CSA 2001 requires that certain requirements be set out in regulation by the Governor in Council, such as the manner in which ROs must publish their fees and the grounds on which the Minister may suspend or cancel an RO's certificate. Therefore, these elements could only be addressed through regulatory amendments.

Although the proposed Regulations are anticipated to result in a net cost of \$1.09 million over the 11 years after they are registered, TC expects that the qualitative benefits of the proposed Regulations in enhancing marine safety and environmental protection by improving ship-source oil pollution preparedness would justify these monetized costs.

Regulatory analysis

The proposed Regulations would amalgamate the ROR into the ERR, which would affect ROs and OHFs, respectively. Overall, the proposed Regulations would formalize voluntary practices and introduce new requirements that contribute to strengthening oil spill response preparedness and clarifying the intent of certain current provisions. The total net cost of the proposed Regulations is estimated to be \$1.09 million between 2025 and 2035 (present value in 2023 Canadian dollars, discounted to the base year of 2025 at a 7% discount rate), with \$1.51 million in costs and a total benefit of \$420,652 over the analytical time frame.

Analytical framework

Benefits and costs for the proposed Regulations have been assessed in accordance with the *Policy on Cost-Benefit Analysis* of the Treasury Board of Canada Secretariat (TBS). Where possible, impacts are quantified

Les exigences en matière de rapports et d'examen des plans permettraient à Transports Canada de contrôler les plans d'intervention et de prévention et d'urgence de manière davantage cohérente et fréquente. Ces exigences permettraient également de repérer les lacunes des plans d'intervention avant leur déploiement pour faire face à un incident de pollution par les hydrocarbures.

Le règlement proposé prévoit également des exigences en matière d'OI concernant l'examen et la mise à jour de leurs plans d'intervention et la notification à Transports Canada lors d'incidents susceptibles d'affecter leur capacité d'intervention en cas d'autres déversements d'hydrocarbures pour lesquels ils sont certifiés. La désignation de ces dispositions garantirait leur application par l'intermédiaire des sanctions administratives pécuniaires de la même manière que les autres exigences en matière de préparation des OI. Ainsi, le non-respect serait réduit et découragé, ce qui contribuerait ainsi à renforcer la sécurité maritime et la protection de l'environnement.

La LMMC 2001 exige que certaines obligations soient énoncées dans un règlement du gouverneur en conseil, à l'instar des OI qui doivent publier leurs frais et les motifs pour lesquels le ministre peut suspendre ou annuler le certificat d'un OI. Par conséquent, ces éléments ne peuvent être traités que par le biais de modifications réglementaires.

Même si le règlement proposé devrait entraîner un coût net de 1,09 M\$ au cours des 11 années suivant son enregistrement, Transports Canada estime que les avantages qualitatifs du règlement proposé en matière d'amélioration de la sécurité maritime et de la protection de l'environnement grâce à une meilleure préparation à la pollution par les hydrocarbures provenant des navires justifieraient ces coûts monétaires.

Analyse de la réglementation

Le règlement proposé fusionnerait le ROI avec le RIE, ce qui affecterait respectivement les OI et les IMH. Dans l'ensemble, le règlement proposé formaliserait les pratiques volontaires et introduirait de nouvelles exigences qui contribueraient à renforcer la préparation à la lutte contre les déversements d'hydrocarbures et à clarifier l'intention de certaines dispositions actuelles. Le coût net total du règlement proposé est estimé à 1,09 M\$ entre 2025 et 2035 (valeur actuelle en dollars canadiens de 2023, actualisée à l'année de référence 2025 à un taux d'actualisation de 7 %), avec des coûts de 1,51 M\$ et un bénéfice total de 420 652 \$ au cours de la période d'analyse.

Cadre d'analyse

Les avantages et les coûts du règlement proposé ont été évalués conformément à la *Politique sur l'analyse coûts-avantages* du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada. Dans la mesure du possible, les répercussions

and monetized, with only the direct costs and benefits for stakeholders being considered in the cost-benefit analysis.

Benefits and costs associated with the proposed Regulations are assessed based on comparing the baseline against the regulatory scenarios. The baseline scenario depicts what is likely to happen in the future if the Government of Canada does not implement the proposed Regulations. The regulatory scenario provides information on the intended outcomes because of the proposed Regulations. Further details on these two scenarios are presented below.

The analysis estimated the impact of the proposed Regulations over a 11-year period from 2025 to 2035 taking into account the one-year transitional period, with the year of 2025 being when the proposed Regulations are expected to be registered. Unless otherwise stated, costs and benefits are expressed in present value in 2023 Canadian dollars, discounted to the base year of 2025 at a 7% discount rate, for the 11-year analytical period.

Stakeholder profile

The proposed Regulations would affect 4 ROs, 224 OHF operators and TC. Of the 4 ROs, ECRC, PTMS and ALERT respond to spills in the east coast while WCMRC is the only RO operating in the west coast. OHFs are located across Canada both south and north of 60°N.

Baseline and regulatory scenarios

Overall, the analysis assumes that existing voluntary practices under the baseline scenario would continue over the analytical period.

Response organizations

Under the baseline scenario, response organizations (ROs) are required to submit their updated oil spill response plans to TC annually, which includes elements such as records of personnel trained, contractors and high-level information on treatment and oil recovery in sub-regional areas within their GAR. In addition, ROs have ARPs for sub-areas within their GAR but are not required to reflect information on issues such as the nature of vessel traffic in these areas. Also, as best practice, all ROs currently provide TC with an electronic copy of their response plans. Transport Canada currently inspects each RO annually and uses their plans to verify the needed information.

All ROs are required to establish and conduct an exercise program during the three-year certification period,

sont quantifiées et chiffrées, seuls les coûts et avantages directs pour les parties prenantes étant pris en compte dans l'analyse coûts-avantages.

Les avantages et les coûts associés au règlement proposé sont évalués en comparant le scénario de référence et le scénario réglementaire. Le scénario de référence illustre ce qui pourrait se produire dans l'avenir si le gouvernement du Canada ne mettait pas le règlement proposé en œuvre. Le scénario réglementaire fournit de l'information sur les résultats attendus en raison du règlement proposé. De plus amples renseignements sur ces deux scénarios sont présentés plus loin.

L'analyse a estimé l'impact du règlement proposé sur une période de 11 ans, de 2025 à 2035, en tenant compte de la période transitoire d'un an, l'année 2025 étant celle où le règlement proposé devrait être enregistré. Sauf indication contraire, les coûts et les bénéfices sont exprimés en valeur actuelle en dollars canadiens de 2023, actualisés à l'année de référence 2025 à un taux d'actualisation de 7 %, pour la période d'analyse de 11 ans.

Profil des parties intéressées

Le règlement proposé concernerait 4 OI, 224 exploitants d'IMH et Transports Canada. Sur les 4 OI, SIMEC, PTMS et ALERT interviennent en cas de déversement sur la côte est, tandis que le WCMRC est le seul OI opérant sur la côte ouest. Les IMH sont situés dans tout le Canada, au sud et au nord du 60° parallèle.

Scénario de référence et scénario réglementaire

Dans l'ensemble, l'analyse suppose que les pratiques volontaires existantes dans le cadre du scénario de base se poursuivront au cours de la période d'analyse.

Organismes d'intervention

Dans le cadre du scénario de base, les OI sont tenus de soumettre chaque année à Transports Canada leurs plans d'intervention actualisés en cas de déversement d'hydrocarbures, qui comprennent des éléments tels que les dossiers du personnel formé, les contractants et des informations de haut niveau sur le traitement et la récupération des hydrocarbures dans les zones sous-régionales au sein de leur ZGI. En outre, les OI ont les PIZ pour les sous-zones de leur ZGI, mais ne sont pas tenus de refléter des informations sur des questions telles que la nature du trafic maritime dans ces zones. Par ailleurs, dans le cadre des pratiques exemplaires, tous les OI fournissent actuellement à Transports Canada une copie électronique de leurs plans d'intervention. Actuellement, le ministère inspecte chaque OI chaque année et utilise ses plans pour vérifier les informations nécessaires.

Tous les OI sont tenus d'établir et de mener un programme d'exercices au cours de la période de certification

but the specific number and type of exercises completed are set through best practice and in consultation with TC. Specifically, they all conduct at least four notification exercises per PAR (ECRC has seven PARs and the others have one PAR each). In addition, WCMRC, ALERT and PTMS each conduct at least eight oil spill simulation exercises per PAR in each certification period, while ECRC² conducts 54 such exercises.³ The frequency of oil spill simulation exercises during a three-year period depends on the category of the exercise (based on the four oil quantities described earlier):

- **Tier 1 and Tier 2:** Each RO conducts one Tier 1 and one Tier 2 exercise annually per PAR (60 in total: 42 by ECRC and 18 by the other ROs);
- **Tier 3:** ECRC conducts an average of 11 exercises (4 in the first year, 3 in the second and 4 in the third year), while each of the other ROs conduct one exercise per PAR; and
- **Tier 4:** ECRC conducts one exercise and each of the other ROs conduct one exercise per PAR.

Moreover, all ROs are required to coordinate exercises with certain third parties involved in the protection of the marine environment (see the “Description” section for details), and they all voluntarily demonstrate their coordination efforts with TC (e.g. by sharing the email invitation sent to third parties). However, other third parties not mentioned in the current regulations (e.g. Indigenous communities), are not required to be included in the coordination efforts during exercises. Also, once an exercise is completed, all ROs voluntarily submit a report to TC within 45 days.

Further, ROs are required to have procedures to deploy or deliver the necessary equipment within a given time frame after being contracted to respond to an incident, based on the size and location of the spill. These procedures are verified by TC during an exercise. All ROs also have procedures to complete shoreline cleanups within 50 days of deploying their equipment.

Finally, various requirements for ROs and OHFs related to response plans and TC notifications are already subject to AMPs under the *Administrative Monetary Penalties and Notices (CSA 2001) Regulations*.

² Assuming ECRC would conduct the additional exercises in 2026, 2027, 2029, 2030, 2032, 2033, and 2035.

³ These exercises already include a scenario for 80% of each oil spill size covered under the response time standards, as well as one in their ERA. ROs currently do this as best practice based on an outdated guidance document.

de trois ans, mais le nombre et le type d'exercices réalisés sont fixés en fonction des pratiques exemplaires et en consultation avec Transports Canada. Plus précisément, ils effectuent tous au moins quatre exercices de notification par SPI (la SIMEC a sept SPI et les autres en ont un chacun). En outre, WCMRC, ALERT et PTMS effectuent chacun au moins huit exercices de simulation de déversement d'hydrocarbures par SPI au cours de chaque période de certification, tandis que la SIMEC² effectue 54 de ces exercices³. La fréquence des exercices de simulation de déversement d'hydrocarbures au cours d'une période de trois ans dépend de la catégorie de l'exercice (sur la base des quatre quantités d'hydrocarbures décrites plus haut) :

- **Niveau 1 et niveau 2 :** Chaque OI réalise annuellement un exercice de niveau 1 et un exercice de niveau 2 par SPI (60 au total : 42 par la SIMEC et 18 par les autres OI);
- **Niveau 3 :** La SIMEC effectue en moyenne 11 exercices (4 la première année, 3 la deuxième et 4 la troisième année), tandis que chacun des autres OI effectue un exercice par SPI;
- **Niveau 4 :** La SIMEC effectue un exercice et chacun des autres OI effectue un exercice par SPI.

De plus, tous les OI sont tenus de coordonner les exercices avec certains tiers impliqués dans la protection du milieu marin (voir la section « Description » pour plus de détails) et démontrent tous volontairement leurs efforts de coordination avec Transports Canada (par exemple en partageant l'invitation par courriel envoyé à des tiers). Cependant, d'autres tiers non-mentionnés dans le règlement actuel (par exemple les communautés autochtones), ne sont pas tenus d'être inclus dans les efforts de coordination lors des exercices. De plus, une fois l'exercice terminé, tous les OI soumettent volontairement un rapport à Transports Canada dans un délai de 45 jours.

En outre, les OI sont tenus de mettre en place des procédures pour déployer ou fournir l'équipement nécessaire dans un délai donné après avoir été engagés pour répondre à un incident, en fonction de la taille et de l'emplacement du déversement. Ces procédures sont vérifiées par Transports Canada lors d'un exercice. Tous les OI ont également mis en place des procédures visant à nettoyer le littoral dans les 50 jours suivant le déploiement de leur équipement.

Enfin, diverses exigences imposées aux OI et aux IMH en matière de plans d'intervention et de notifications à Transports Canada sont déjà soumises à des sanctions administratives pécuniaires en vertu du *Règlement sur*

² En supposant que la SIMEC réalise les exercices supplémentaires en 2026, 2027, 2029, 2030, 2032, 2033 et 2035.

³ Ces exercices comprennent déjà un scénario pour 80 % de chaque taille de déversement d'hydrocarbures couverte par les normes de temps d'intervention, ainsi qu'un scénario dans leur SII. Les OI le font actuellement en tant que pratiques exemplaires sur la base d'un document d'orientation obsolète.

Under the regulatory scenario, ROs would be required to provide additional information in their response plans annually (e.g. the resources needed to protect and treat areas of environmental sensitivity, and contracted vessel certification) and the nature of vessel traffic in their ARPs. Transport Canada would continue to inspect each RO annually. Further, ROs would need to ensure that they are prepared to complete their activation processes within two hours of being contracted to respond to a spill, which TC would verify during an exercise. TC would also review the procedure in their response plans. In addition, ROs would need to notify TC when they respond to either ship-source oil spill incidents and non-ship-source oil spill incidents that could affect their capacity to respond to ship-source oil spills (it is assumed that ROs would notify TC via email). ROs would also need to ensure that a broader range of groups (e.g. Indigenous communities) are invited to coordinate their response operation in exercises, and would need to provide evidence of their coordination efforts to TC. A copy of an email sent to a range of interested groups and TC, as is currently done in the baseline scenario, would be sufficient to demonstrate compliance.

Furthermore, during a three-year period, all ROs would also be required to conduct at least 4 notification exercises per PAR and at least 8 oil spill simulation exercises per PAR. The proposed Regulations would align with ROs' practices under the baseline scenario, except for ECRC, which would conduct 13 Tier 3 exercises instead of 11 (assuming 5 in the first year, 4 in the second year and 4 in the third year).⁴ Transport Canada would attend these additional exercises and ECRC would need to reflect it in their response plan.

Each RO would carry out one oil spill simulation exercise as an unannounced exercise once TC has finalized the development of unannounced exercises (expected to start in 2029). Transport Canada would also attend and collaborate with ROs in developing objectives for the oil spill simulation and unannounced exercises. Moreover, best practices such as providing an electronic copy of response plans, completing shoreline cleanups within 50 days of deployment, submitting post-exercise reports

les sanctions administratives pécuniaires et les avis (LMMC 2001).

Dans le cadre du scénario réglementaire, les OI seraient tenus de fournir chaque année des informations supplémentaires dans leurs plans d'intervention (par exemple les ressources nécessaires pour protéger et traiter les zones sensibles sur le plan environnemental et la certification des navires sous contrat) et la nature du trafic maritime dans leurs PIZ. Transports Canada continuera d'inspecter annuellement chaque OI. En outre, les OI devront s'assurer être prêts à mener à bien leurs processus d'activation dans les deux heures suivant la signature d'un contrat d'intervention en cas de déversement, ce que Transports Canada vérifiera lors d'un exercice. Transports Canada examinera également la procédure dans leurs plans d'intervention. De plus, les OI devraient informer Transports Canada lorsqu'ils interviennent à la fois sur des déversements d'hydrocarbures provenant de navires et sur des déversements d'hydrocarbures ne provenant pas de navires qui pourraient nuire à leur capacité d'intervention sur les déversements d'hydrocarbures provenant de navires (il est supposé que les OI informeraient Transport Canada par courriel). Les OI devront également veiller à ce qu'un plus grand nombre de groupes (par exemple les communautés autochtones) soient invités à coordonner leurs opérations d'intervention lors des exercices, et ils devraient fournir à Transports Canada des preuves de leurs efforts de coordination. Une copie du courriel envoyé à un plus grand nombre de groupes intéressés et à Transports Canada, ce qui est actuellement fait dans le cadre du scénario de référence, serait suffisant pour démontrer la conformité.

En outre, au cours d'une période de trois ans, tous les OI seraient également tenus d'effectuer au moins 4 exercices de notification par SPI et au moins 8 exercices de simulation de déversement d'hydrocarbures par SPI. Le règlement proposé s'harmoniserait avec les pratiques des OI dans le cadre du scénario de référence, à l'exception de la SIMEC, qui effectuerait 13 exercices de niveau 3 au lieu de 11 (en supposant qu'il y en ait 5 la première année, 4 la deuxième année et 4 la troisième année)⁴. Transports Canada participera à ces exercices supplémentaires et la SIMEC devra en tenir compte dans son plan d'intervention.

Chaque OI effectuerait un exercice de simulation de déversement d'hydrocarbures en tant qu'exercice non annoncé une fois que Transports Canada aura finalisé le développement des exercices non annoncés (début prévu en 2029). Transports Canada participerait et collaborerait avec les OI également à l'élaboration des objectifs de la simulation de déversement d'hydrocarbures et des exercices non annoncés. En outre, les pratiques exemplaires telles que la fourniture de copies électroniques des plans d'intervention,

⁴ Assuming ECRC would conduct the additional exercise in 2026, 2027, 2029, 2030, 2032, 2033, and 2035.

⁴ En supposant que la SIMEC réalise l'exercice supplémentaire en 2026, 2027, 2029, 2030, 2032, 2033 et 2035.

to TC within 45 days of an exercise, and conducting at least one exercise within an ERA would be formalized in the proposed Regulations.

Finally, new requirements related to ROs reviewing and updating their response plans and notifying TC of responding to ship-source and non-ship-source spills would be subject to AMPs. Since the new designated provisions are closely linked to current requirements subject to AMPs and current best practices, TC inspectors and enforcement officers would not require additional training. However, TC enforcement officers would be notified by email of the new designated violations immediately after the proposed Regulations are registered. Costs associated with such notifications are expected to be minimal.

Oil handling facilities operators

Under the baseline scenario, the 224 oil handling facilities (OHFs) are classified from Classes 1 to 4, which also determines TC's three-year inspection planning:

- **Class 1:** 133 OHFs are inspected once (assuming 45 OHFs in the first year, 44 OHFs in the second and 44 OHFs in the third year);
- **Class 2:** 59 OHFs are inspected once (assuming 20 OHFs in the first year, 20 OHFs in the second and 19 OHFs in the third year);
- **Class 3:** 16 OHFs are inspected annually; and
- **Class 4:** 16 OHFs are inspected annually.

OHF operators are required to develop prevention and emergency plans containing general information on their procedures and facilities, such as information on the descriptions and dates of personnel training. Transport Canada has observed that all OHF operators voluntarily maintain these training records. Operators are also required to submit their updated prevention and emergency plans to TC annually. In the case of a significant change (such as change in business practice or identified deficiency in the plan), the plan must be updated within 90 days and submitted within one year after the update. Moreover, OHF operators south of 60°N (171 OHFs) must identify, review, and/or update in their plans the name of personnel authorized to implement the pollution emergency plan. As a current practice, operators south of 60°N

l'achèvement du nettoyage du littoral dans les 50 jours suivant le déploiement, la soumission d'un rapport post-exercice à Transports Canada dans les 45 jours suivant un exercice et la réalisation d'au moins un exercice au sein d'un SII seraient formalisées dans le règlement proposé.

Enfin, les nouvelles exigences relatives à l'examen et à la mise à jour par les OI de leurs plans d'intervention et à la notification à Transports Canada de l'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures provenant de navires et de déversements d'hydrocarbures ne provenant pas de navires feraient l'objet de sanctions administratives pécuniaires. Étant donné que les nouvelles dispositions désignées sont étroitement liées aux exigences actuelles assujetties aux sanctions administratives pécuniaires et aux pratiques exemplaires actuelles, les inspecteurs et les agents d'autorité de Transports Canada n'auraient pas besoin d'une formation supplémentaire. Toutefois, les agents d'autorité de Transports Canada seraient informés par courriel des nouvelles infractions désignées immédiatement après l'enregistrement du règlement proposé. Les coûts associés à de telles notifications devraient être minimes.

Exploitants d'installations de manutention des hydrocarbures

Dans le scénario de référence, les 224 installations de manutention des hydrocarbures (IMH) sont classées dans les catégories 1 à 4, ce qui détermine également la planification triennale des inspections de Transports Canada :

- **Catégorie 1 :** 133 IMH sont inspectées une fois (en supposant que 45 IMH sont inspectées la première année, 44 IMH la deuxième année et 44 IMH la troisième année);
- **Catégorie 2 :** 59 IMH sont inspectées une fois (en supposant que 20 IMH sont inspectées la première année, 20 IMH la deuxième année et 19 IMH la troisième année);
- **Catégorie 3 :** 16 IMH sont inspectées chaque année;
- **Catégorie 4 :** 16 IMH sont inspectées chaque année.

Les exploitants d'IMH sont tenus d'élaborer des plans de prévention et d'urgence contenant des informations générales sur leurs procédures et leurs installations, telles que des informations sur les descriptions et les dates de formation du personnel. Transports Canada a constaté que tous les exploitants d'IMH tiennent volontairement ces dossiers de formation. Les exploitants sont également tenus de soumettre chaque année à Transports Canada leurs plans de prévention et d'urgence mis à jour. Dans le cas de changement important (comme un changement dans les pratiques commerciales ou une déficience recensée dans le plan), le plan doit être mis à jour dans les 90 jours et soumis dans un délai d'un an après la mise à jour. En outre, les exploitants d'IMH au sud du 60° parallèle (171 IMH) doivent mentionner, réviser ou mettre à jour

also provide the position titles of the personnel authorized to implement the plan.

Only OHF operators south of 60°N are required to maintain a minimum amount of on-site equipment to respond to specified volumes of oil spills; however, all but 5 OHF operators north of 60°N do this as a best practice (53 total OHF operators north of 60°N).

Furthermore, OHF operators are required to establish an exercise program in their plans but are not expressly required to conduct the exercises or to develop post-exercise reports. Nonetheless, TC experts estimate that, as a current practice, 213 operators each conduct one exercise every three years (a total of 71 exercises annually), while 11 operators located in remote locations do not conduct exercises.

Under the regulatory scenario, the classification for OHFs would be revised, and TC estimates that this would result in 10 OHFs (all south of 60°N) being reclassified from a Class 2 to a Class 3 facility. These facilities would therefore require additional response equipment and undergo a total of 20 additional inspections during a three-year period. As a result, TC's three-year inspection planning would need to be revised as follows:

- **Class 2** — 49 OHFs would be inspected once (17 OHFs in the first year, 16 OHFs in the second and 16 OHFs in the third year); and
- **Class 3** — 26 OHFs would be inspected annually (7 additional OHFs in the first year, 6 additional OHFs in the second year, and 7 additional OHFs in the third year).

OHF operators would continue to submit their prevention and emergency plans to TC annually. In case of significant events, the plans would need to be updated and submitted to TC within 90 days of the occurrence. OHF operators would also need to include additional information in the plans, such as the frequency of training provided. Further, the proposed Regulations would formally require operators to maintain training records of employees. At the same time, all operators of OHFs (regardless of their locations) would need to identify, review, and/or update in their plans the position title of personnel authorized to implement the pollution emergency plan. Moreover, all operators would not need to provide records of training certifications for each employee in their oil pollution prevention plans.

dans leurs plans le nom du personnel autorisé à mettre en œuvre le plan d'urgence contre la pollution. Comme pratique actuelle, les exploitants au sud du 60° parallèle fournissent également les titres de poste du personnel autorisé à mettre en œuvre le plan.

Seuls les exploitants d'IMH au sud du 60° parallèle sont tenus de maintenir sur place une quantité minimale d'équipement pour faire face à des volumes déterminés de déversements d'hydrocarbures. Cependant, tous les exploitants d'IMH au nord du 60° parallèle, à l'exception de 5 d'entre eux, appliquent cette règle comme des pratiques exemplaires (53 exploitants d'IMH au total au nord du 60° parallèle).

En outre, les exploitants d'IMH sont tenus d'établir un programme d'exercices dans leurs plans, mais ne sont pas expressément tenus de mener les exercices ou d'élaborer des rapports post-exercice. Néanmoins, des experts de Transports Canada estiment que, à titre de pratique actuelle, 213 exploitants effectuent chacun un exercice tous les trois ans (un total de 71 exercices par an), tandis que 11 exploitants situés dans des régions éloignées ne mènent pas d'exercices.

Dans le cadre du scénario réglementaire, la classification des IMH serait révisée, laquelle entraînerait, d'après Transports Canada, le reclassement de 10 IMH (toutes au sud du 60° parallèle) de la catégorie 2 à la catégorie 3. Ces installations nécessiteraient donc des équipements d'intervention supplémentaires et feraient l'objet d'un total de 20 inspections supplémentaires au cours d'une période de trois ans. En conséquence, la planification triennale des inspections de Transports Canada devrait être révisée comme suit :

- **Catégorie 2** — 49 IMH seraient inspectées une fois (17 IMH la première année, 16 IMH la deuxième et 16 IMH la troisième année);
- **Catégorie 3** — 26 IMH seraient inspectées chaque année (7 IMH supplémentaires la première année, 6 IMH supplémentaires la deuxième année et 7 IMH supplémentaires la troisième année).

Les exploitants d'IMH continueront à soumettre chaque année leurs plans de prévention et d'urgence à Transports Canada. En cas d'événements importants, les plans devront être mis à jour et soumis à Transports Canada dans les 90 jours suivant l'événement. Les exploitants d'IMH devraient également inclure des informations supplémentaires dans les plans, telles que la fréquence des formations dispensées. En outre, le règlement proposé obligerait formellement les exploitants à tenir des registres de formation de leurs employés. Dans le même temps, tous les exploitants d'IMH (quel que soit leur emplacement) devront définir, réviser ou mettre à jour dans leurs plans le titre du poste du personnel autorisé à déployer le plan d'urgence contre la pollution. De plus, tous les exploitants ne seraient pas tenus de fournir les

Furthermore, OHF operators would need to develop post-incident reports for oil pollution incidents at facilities and submit them to the Minister within 90 days after the day on which the incident occurred. OHF operators north of 60°N would be required to maintain a minimum amount of on-site equipment to respond to specified volumes of oil spills. Finally, the proposed Regulations would require each OHF operator to conduct exercises established in their plans (TC expects the current best practice of at least one exercise per OHF in three years to continue), indicate when exercises would take place, review their exercise schedule in their emergency plans as needed, develop a post-exercise report per exercise, and maintain a record of the exercise reports.

Key assumptions and data

The estimated impacts on affected stakeholders were based on the following key assumptions using TC internal data or analysis. On average

- Each RO responds to four ship-source oil spill incidents per year;⁵
- For each RO, ship-source oil spill incidents would increase by 2% per year starting in 2022 due to increased vessel traffic;⁶

Only ship-source oil spill incidents on the west coast (under the responsibility of WCMRC) would increase 13% in 2024 due to increased vessel traffic related to west coast projects,⁷ then 7.5%⁸ in 2025 and onward;

- Each RO responds to four non-ship-source oil spill incidents per year;⁹ and
- ROs would bear compliance costs across three-year periods (i.e. 2026–2028, 2029–2031 and 2032–2034) and be recertified in late 2028, 2031 and 2034.

⁵ Average number of ship-source oil pollution incidents from TC internal data between 2017 and 2022.

⁶ TC's AIS Ship Traffic data from 2013 to 2022 showed an average annual growth rate of 2% for prescribed vessels such as containers, dry bulk, tankers, and tugs.

⁷ Source: [ClearSeas](#). It is projected that in 2024, there will be a 13% increase in commercial ship traffic in the West Coast.

⁸ Assumed the medium between the 2% average annual growth rate in oil spill incidents and the one-time 13% increase in oil spill incidents in 2024 due to the competition of the TMX project.

⁹ Average based on discussions with ECR.

attestations de formation de chaque employé dans leurs plans de prévention de la pollution par les hydrocarbures.

En outre, les exploitants d'IMH devront élaborer des rapports sur les incidents de pollution par les hydrocarbures survenus dans les installations et les soumettre au ministre dans les 90 jours suivant le jour où l'incident s'est produit. Les exploitants d'IMH au nord du 60^e parallèle seraient tenus de disposer d'un minimum d'équipement sur place pour faire face à des volumes définis de déversements d'hydrocarbures. Enfin, le règlement proposé exigerait que chaque exploitant d'IMH effectue les exercices prévus dans ses plans (Transports Canada s'attend à ce que les pratiques exemplaires actuelles d'au moins un exercice par IMH en trois ans soient maintenues), indique quand les exercices auraient lieu, réviser son programme d'exercices dans ses plans d'urgence au besoin, élabore un rapport post-exercice par exercice et conserve un enregistrement des rapports d'exercice.

Hypothèses et données clés

Les impacts estimés sur les parties prenantes concernées ont été basés sur les hypothèses clés suivantes en utilisant des données ou des analyses internes de Transports Canada. En moyenne :

- Chaque OI intervient quatre fois par an en cas de déversement d'hydrocarbures provenant d'un navire⁵;
- Pour chaque OI, les déversements d'hydrocarbures causés par les navires augmenteraient de 2 % par an à partir de 2022 en raison de l'augmentation du trafic maritime⁶;

Seuls les incidents de déversement d'hydrocarbures causés par des navires sur la côte ouest (sous la responsabilité de WCMRC) augmenteraient de 13 % en 2024 en raison de la hausse du trafic maritime liée aux projets de la côte ouest⁷, puis de 7,5 %⁸ à partir de 2025;

- Chaque OI répond à quatre incidents de déversement d'hydrocarbures ne provenant pas d'un navire par an⁹;
- Les OI supporteraient des coûts de conformité sur des périodes de trois ans (c'est-à-dire 2026-2028, 2029-2031 et 2032-2034) et seraient recertifiés fin 2028, 2031 et 2034.

⁵ Nombre moyen d'incidents de pollution par les hydrocarbures causés par les navires, d'après les données internes de Transports Canada, entre 2017 et 2022.

⁶ Les données du Système d'identification automatique de Transports Canada sur le trafic maritime de 2013 à 2022 montrent un taux de croissance annuel moyen de 2 % pour les bâtiments réglementaires tels que les conteneurs, le vrac sec, les navires-citernes et les remorqueurs.

⁷ Source : [ClearSeas](#). On prévoit qu'en 2024, le trafic des navires commerciaux augmentera de 13 % sur la côte ouest.

⁸ On a supposé une moyenne entre le taux de croissance annuel moyen de 2 % des incidents de déversement d'hydrocarbures et l'augmentation ponctuelle de 13 % des incidents de déversement d'hydrocarbures en 2024 en raison de la concurrence du projet TMX.

⁹ Moyenne basée sur des discussions avec la SIMEC.

It should be noted that assumptions associated with ship-sourced oil spill incidents are made based on the projected increase in shipping traffic in Canadian waters without considering preventative measures being put in place to reduce the likelihood of increased incidents. Some qualitative research suggests that the number of marine oil spills and amount of oil spilled worldwide has decreased due to improved safety measures.¹⁰ Thus, these assumptions likely represent the upper-bound cost scenario during the analytical time frame for the proposed Regulations.

Unless otherwise stated, the wage rates below are used to estimate the opportunity costs for ROs, OHF operators and TC employees.

- ROs — \$125 per hour (aggregated wage for three employees at different levels, involved in updating plans, relevant documents and verifying information);¹¹
- OHF operators — \$68.75 per hour;¹² and
- TC employees — \$56.50 per hour for an employee at the GT-05 level, \$62.85 per hour at the GT-06 level and \$72.04 at the GT-07 level.¹³

Benefits

The proposed Regulations would codify best practices and update existing requirements and establish new ones to enhance oil spill response planning, preparedness, and compliance monitoring. This would support more localized environmental protection efforts and is expected to improve the effectiveness and efficiency of ROs to respond to spills. Most of the expected benefits are described qualitatively due to lack of information, except for the removal of two OHF requirements resulting in estimated monetized benefits of \$420,652 in total.

Aligning with best practices

Codifying current best practices would provide regulatory consistency and certainty with respect to preparedness expectations for ROs and OHF operators. This, in turn, would ensure a level playing field and enhance the overall efficiency of response preparedness across Canada.

¹⁰ [ClearSeas: Responding to Oil Spills in Canadian waters.](#)

¹¹ Provided by the ECRC. The aggregated hourly wage of \$100 plus a 25% overhead.

¹² TC estimates an average hourly wage between \$50-60 per hour (took the mid-point of \$55). Includes a 25% overhead.

¹³ [Treasury Board of Canada Secretariat.](#) Technical Service group annual rate of pay for a GT-05, GT-06 and GT-07 in step five, plus a 30% overhead.

Il convient de noter que les hypothèses associées aux déversements d'hydrocarbures causés par les navires sont fondées sur l'augmentation prévue du trafic maritime dans les eaux canadiennes, sans tenir compte des mesures préventives mises en place pour réduire la probabilité d'une augmentation des incidents. Certaines études qualitatives suggèrent que le nombre de déversements d'hydrocarbures en mer et la quantité d'hydrocarbures déversés dans le monde ont diminué grâce à l'amélioration des mesures de sécurité¹⁰. Par conséquent, ces hypothèses représentent probablement le scénario de coût le plus élevé pour la période d'analyse du règlement proposé.

Sauf indication contraire, les taux de salaire ci-dessous sont utilisés pour estimer les coûts d'opportunité pour les OI, les exploitants d'IMH et les employés de Transports Canada.

- OI — 125 \$ l'heure (salaire cumulé pour trois employés de niveaux différents, qui effectuent la mise à jour des plans, des documents pertinents et la vérification des informations)¹¹;
- Exploitants d'IMH — 68,75 \$ l'heure¹²;
- Employés de Transports Canada — 56,50 \$ l'heure pour un employé au niveau GT-05, 62,85 \$ l'heure au niveau GT-06 et 72,04 \$ au niveau GT-07¹³.

Avantages

Le règlement proposé codifierait les pratiques exemplaires, actualiserait les exigences existantes et en établirait de nouvelles afin d'améliorer la planification et la préparation de la lutte contre les déversements d'hydrocarbures, ainsi que le contrôle de la conformité. Ces dispositions soutiendraient les efforts de protection de l'environnement plus localisés et amélioreraient l'efficacité et l'efficience des OI pour répondre aux déversements. La plupart des avantages attendus sont décrits de manière qualitative en raison du manque d'informations, à l'exception de la suppression de deux exigences des IMH, ce qui se traduit par des avantages monétaires estimés à 420 652 \$ au total.

S'harmoniser avec les pratiques exemplaires

La codification des pratiques exemplaires actuelles permettrait d'assurer la cohérence et la certitude de la réglementation en ce qui concerne les attentes en matière de préparation des OI et des exploitants d'IMH. Cela permettrait de garantir des conditions de concurrence équitables

¹⁰ [ClearSeas : Processus d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en eaux canadiennes.](#)

¹¹ Fourni par la SIMEC. Le salaire horaire agrégé de 100 \$ plus 25 % de frais généraux.

¹² Transports Canada estime que le salaire horaire moyen se situe entre 50 et 60 \$ (le point médian étant de 55 \$). Inclut une commission de 25 % sur les frais généraux.

¹³ [Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada.](#) Taux de rémunération annuel du groupe Service technique pour un GT-05, GT-06 et GT-07 au cinquième échelon, plus 30 % de frais généraux.

Improving compliance monitoring

The reporting requirements under the proposed Regulations would ensure that TC inspectors have more comprehensive and up-to-date information on ROs' and OHF operators' plans in which to monitor compliance. For instance, the requirement that OHF operators provide TC updated prevention and emergency plans within 90 days of a significant event would help ensure that TC inspectors have up-to-date plans when conducting inspections of OHFs and verifying the operators' compliance with the proposed Regulations. The requirements for ROs and OHF operators to provide training records and post-exercise reports would also help TC verify that all those involved in an RO's or OHF operator's response operations have received the necessary training, and that any gaps identified in an RO's response plan have been addressed.

Strengthening compliance monitoring activities will help to ensure more effectively that ROs and OHF operators have the required plans and procedures in place, as well as identify potential deficiencies more quickly.

Supporting environmental protection

Requiring ROs to develop ARPs would better support oil spill response efforts by ensuring that they have more location-specific procedures to address the geographical and shipping characteristics, and the environmentally and socio-economically sensitive areas throughout their GAR. The proposed exercise programs would help to evaluate the effectiveness of an RO's response measures and their readiness to implement them, as well as identify gaps in the plan before they need to be implemented to respond to an oil spill. Enhancing response planning and readiness could help to mitigate the impacts of ship-source oil spills on coastal communities and their access to areas of cultural and socio-economic importance.

The proposed exercise requirements for all OHF operators and the minimum equipment requirements for those north of 60°N would support marine safety and environmental protection in Canadian waters in this region. Specifically, the proposed Regulations would ensure these operators regularly practise and evaluate the effectiveness of their procedures to support their continuous improvement of spill response operations. They would also ensure

et d'améliorer l'efficacité globale de la préparation à l'intervention dans l'ensemble du Canada.

Améliorer le contrôle de conformité

Les exigences en matière de rapports prévues par le règlement proposé permettraient aux inspecteurs de Transports Canada de disposer d'informations plus complètes et plus récentes sur les plans des OI et des exploitants d'IMH afin de contrôler la conformité. Par exemple, l'obligation pour les exploitants d'IMH de fournir à Transports Canada des plans de prévention et d'urgence mis à jour dans les 90 jours suivant un événement significatif permettrait de s'assurer que les inspecteurs de Transports Canada disposent de plans à jour lorsqu'ils effectuent des inspections d'IMH et vérifient la conformité des exploitants au règlement proposé. L'obligation pour les OI et les exploitants d'IMH de fournir des dossiers de formation et des rapports post-exercice aiderait également Transports Canada à vérifier que toutes les personnes qui participent aux opérations d'intervention d'un OI ou d'un exploitant d'IMH ont reçu la formation nécessaire et que toutes les lacunes repérées dans le plan d'intervention d'un OI ont été comblées.

Le renforcement des activités de contrôle de la conformité permettra de garantir plus efficacement que les OI et les exploitants d'IMH ont mis en place les plans et procédures requis, et de recenser plus rapidement les lacunes potentielles.

Soutenir la protection de l'environnement

Le fait d'obliger les OI à élaborer des PIZ permettrait de mieux soutenir les efforts de lutte contre les déversements d'hydrocarbures en garantissant qu'ils disposent de procédures plus spécifiques aux lieux afin de tenir compte des caractéristiques géographiques et maritimes, ainsi que des zones sensibles sur le plan environnemental et socio-économique dans l'ensemble de leur ZGI. Les programmes d'exercices proposés permettraient d'évaluer l'efficacité des mesures d'intervention des OI et leur état de préparation à leur mise en œuvre, ainsi que de repérer les lacunes du plan avant que les mesures ne doivent être déployées pour répondre à un déversement d'hydrocarbures. L'amélioration de la planification et de la préparation des interventions pourrait contribuer à atténuer les effets des déversements d'hydrocarbures provenant des navires sur les communautés côtières et leur accès aux zones d'importance culturelle et socio-économique.

Les exigences proposées en matière d'exercice pour tous les exploitants d'IMH et les exigences minimales en matière d'équipement pour les exploitants situés au nord du 60° parallèle favoriseraient la sécurité maritime et la protection de l'environnement dans les eaux canadiennes de cette région. Plus précisément, le règlement proposé garantirait que ces exploitants pratiquent et évaluent régulièrement l'efficacité de leurs procédures afin de soutenir

that these operators have the capacity to immediately respond to an oil spill at their facilities and mitigate the potential environmental pollution from such an incident.

Potential enhancement of response time

The proposed two-hour activation procedure could help increase the likelihood that ROs respond to oil spills more quickly than in the baseline scenario. Practising this procedure during exercises would foster constant opportunities for ROs to update plans and relocate existing resources, as needed, to implement the activation procedure within two hours regardless of the size of the oil spills. However, it is difficult to assess how effective the proposed activation time standard would improve response times for actual spills for the following two reasons: (1) ROs are only required to meet existing response time standards (e.g. 18 hours to deliver equipment to the site of a spill in a PAR); and (2) response times to incidents can be impacted by external factors, such as poor sea, weather, and safety conditions. Nonetheless, the proposed Regulations would create opportunities to enable equipment to be prepared and delivered more rapidly, as well as provide greater assurances to the public that the ROs would take immediate action to prepare to respond to a spill as soon as they are contracted.

Removal of some requirements for OHFs

Once the proposed Regulations come into force (see the “Implementation” section for details), OHF operators south of 60°N would no longer need to identify in their plans the names of personnel responsible for implementing the emergency plan. This would mean that OHF operators south of 60°N would not need to update their emergency plans just to reflect staffing changes. Additionally, all OHF operators would no longer need to provide information found in records of training certifications for each employee. The removal of these two requirements is expected to save one employee four hours per OHF every year. In addition, TC would no longer need to review such information, which is expected to save one employee at the GT-05 level 30 minutes per OHF every year. Therefore, the total cost saving is expected to be \$420,652, of which \$381,468 would be attributed to OHF operators and \$39,184 to TC.

l’amélioration continue des opérations d’intervention en cas de déversement. Il veillerait également à ce que ces exploitants aient la capacité de réagir immédiatement à un déversement d’hydrocarbures dans leurs installations et d’atténuer la pollution environnementale potentielle résultant d’un tel incident.

Améliorer potentiellement le temps d’intervention

La procédure d’activation proposée, d’une durée de deux heures, pourrait contribuer à accroître la probabilité que les OI interviennent plus rapidement en cas de déversement d’hydrocarbures que dans le scénario de référence. La mise en pratique de cette procédure au cours d’exercices permettrait aux OI d’avoir constamment l’occasion d’actualiser les plans et de déplacer les ressources existantes, le cas échéant, afin de mettre en œuvre la procédure d’activation dans un délai de deux heures, quelle que soit l’ampleur des déversements d’hydrocarbures. Toutefois, il est difficile d’évaluer dans quelle mesure la norme proposée en matière de délai d’activation permettrait d’améliorer les délais d’intervention en cas de déversement réel, et ce pour les deux raisons suivantes : (1) les OI ne sont tenus de respecter que les normes existantes en matière de délai d’intervention (par exemple 18 heures pour acheminer le matériel sur le site du déversement dans une SPI); (2) les délais d’intervention en cas d’incident peuvent être influés par des facteurs externes, tels que de mauvaises conditions de mer, de météo et de sécurité. Néanmoins, le règlement proposé permettrait de préparer et de livrer plus rapidement les équipements et de mieux garantir au public que les OI prendront des mesures immédiates pour se préparer à intervenir en cas de déversement dès qu’ils auront été engagés.

Supprimer certaines exigences pour les IMH

Une fois que le règlement proposé sera entré en vigueur (voir la section « Mise en œuvre » pour plus de détails), les exploitants d’IMH au sud de 60° parallèle n’auront plus besoin d’indiquer dans leurs plans les noms des personnes chargées de la mise en œuvre du plan d’urgence. Cela signifie que les exploitants d’IMH au sud du 60° parallèle n’auraient pas besoin de mettre à jour leurs plans d’urgence uniquement pour tenir compte des changements de personnel. En outre, tous les exploitants d’IMH n’auraient plus besoin de fournir les informations figurant dans les dossiers des certifications de formation pour chaque employé. La suppression de ces deux exigences devrait permettre à un employé d’économiser quatre heures par IMH chaque année. En outre, Transports Canada n’aurait plus besoin d’examiner ces informations, ce qui devrait permettre à un employé de niveau GT-05 d’économiser 30 minutes par IMH chaque année. Par conséquent, l’économie totale devrait être de 420 652 \$, dont 381 468 \$ seraient attribués aux exploitants d’IMH et 39 184 \$ à Transports Canada.

Costs

The proposed Regulations would impose new requirements on ROs, OHF operators and TC, which are expected to result in a total cost of \$1.51 million, of which \$145,464 would be carried by ROs, \$1.10 million by OHF operators, and \$264,837 by TC.

Costs to response organizations

1. Additional information

Response organizations would need to review and provide additional information in their response plans, which would take about 15 hours per RO in 2026, and 8 hours annually thereafter. Each RO would also need to spend 2 hours in 2026, as well as one hour per year thereafter, to verify the certifications of contracted vessels. Moreover, ROs would need 3 hours per ARP¹⁴ in 2026 and 30 minutes per ARP in 2031 to reflect the nature of vessel traffic in their areas of response. Based on TC observations, ROs would only provide such information twice within the analytical time frame since vessel traffic-related information is not expected to significantly change within the time frame.

Since additional pieces of information on contracted vessels and training records would be reviewed and verified during TC inspections, it is expected that one employee (with an hourly wage of \$41.67¹⁵ per RO would spend 1.75 hours annually, starting in 2026, to accompany TC inspectors. As a result, ROs are expected to bear a total cost of \$58,567.

2. Incident notifications

In order to confirm ROs' capacity to respond to a ship-source oil spill, ROs would have to notify TC of their involvement in both non-ship-source oil spills and ship-source oil spills, which, assuming that notifications would be done via email, would require 15 minutes per spill. Based on key assumptions, it is estimated that WCMRC

Coûts

Le règlement proposé imposerait de nouvelles exigences aux OI, aux exploitants d'IMH et à Transports Canada, ce qui devrait entraîner un coût total de 1,51 millions de dollars, dont 145 464 \$ seraient assumés par les OI, 1,10 millions de dollars par les exploitants d'IMH et 264 837 \$ par Transports Canada.

Coûts pour les organismes d'intervention

1. Renseignements supplémentaires

Les OI devraient examiner et fournir des informations supplémentaires dans leurs plans d'intervention, ce qui prendrait environ 15 heures par OI en 2026, et 8 heures par an par la suite. Chaque OI devrait également consacrer 2 heures en 2026, ainsi qu'une heure par an par la suite, à la vérification des certifications des navires sous contrat. En outre, les OI auraient besoin de 3 heures par PIZ¹⁴ en 2026 et de 30 minutes par PIZ en 2031 pour tenir compte de la nature du trafic maritime dans leurs zones d'intervention. D'après les observations de Transports Canada, les OI ne fourniraient ces informations que deux fois au cours de la période d'analyse, étant donné que les informations relatives au trafic maritime ne devraient pas changer de manière significative au cours de cette période.

Étant donné que des informations supplémentaires sur les navires sous contrat et les dossiers de formation seraient examinées et vérifiées lors des inspections de Transports Canada, on s'attend à ce qu'un employé (avec un salaire horaire de 41,67 \$¹⁵ par OI consacre 1,75 heure par an, à partir de 2026, pour accompagner les inspecteurs de Transports Canada. En conséquence, les OI devraient assumer un coût total de 58 567 \$.

2. Avis d'incident

Afin de confirmer la capacité des OI à répondre à un déversement d'hydrocarbures provenant d'un navire, les OI devraient informer Transports Canada de leur implication dans des déversements d'hydrocarbures ne provenant pas d'un navire et dans des déversements d'hydrocarbures provenant d'un navire, ce qui, en supposant que

¹⁴ There are 54 ARPs in total. ECRC has 32, ALERT has 7, PTMS has 7 and WCMRC has 8.

¹⁵ Only one employee is usually present when presenting information to TC. Thus, based on a \$100 hourly wage involving three employees provided by ECRC, an average per employee is assumed plus a 25% overhead.

¹⁴ Il y a 54 PIZ au total. La SIMEC en a 32, ALERT en a 7, PTMS en a 7 et WCMRC en a 8.

¹⁵ Un seul employé est généralement présent lors de la présentation d'informations à Transports Canada. Ainsi, sur la base d'un salaire horaire de 100 \$ pour trois employés, fourni par la SIMEC, une moyenne par employé est supposée, à laquelle s'ajoutent 25 % de frais généraux.

would respond to a total of 76 ship-source oil spills,¹⁶ while the other three ROs would each respond to 49 ship-source oil spills¹⁷ over the analytical time frame. As mentioned in the key assumptions, it is further estimated that all the ROs would each respond to 4 non-ship-source spills. This is expected to result in a total cost of \$8,317.

3. Exercise programs

It is expected that in each three-year period, ECRC would design and conduct two additional tier 3 exercises at a total cost of \$30,000¹⁸ (undiscounted), one in the first year and the other in the second year¹⁹ (seven total additional exercises across the analytical time frame), and would need two hours in 2026 to update the response plan to reflect these additional exercises. Additionally, each RO would need four hours in 2026, as well as 30 minutes per year thereafter, to add the description of the two-hour activation procedure to their response plans. In total, the changes to the exercise programs are expected to result in a cost of \$78,580 to ROs.

Costs to oil handling facilities

1. Classification and minimum equipment

As previously explained, 10 oil handling facility (OHF) operators would be inspected annually instead of once every three years due to the reclassification of their facilities from Class 2 to Class 3, which would require each to spend three hours per additional inspection. These operators would also need to purchase additional equipment, which is estimated to cost \$1,500²⁰ (undiscounted) per year. Moreover, it is estimated that five OHF operators

les notifications seraient faites par courriel, prendrait 15 minutes par déversement. Sur la base d'hypothèses clés, on estime que WCMRC répondra à un total de 76 déversements d'hydrocarbures provenant de navires¹⁶, tandis que les trois autres OI répondront chacun à 49 déversements d'hydrocarbures provenant de navires¹⁷ au cours de la période d'analyse. Comme indiqué dans les hypothèses clés, on estime en outre que tous les OI interviendraient chacune pour quatre déversements ne provenant pas d'un navire. Le coût total devrait s'élever à 8 317 \$.

3. Programmes d'exercices

Il est prévu qu'au cours de chaque période de trois ans, la SIMEC conçoit et réalise deux exercices supplémentaires de niveau 3 pour un coût total de 30 000 \$¹⁸ (non actualisé), l'un au cours de la première année et l'autre pendant la deuxième année¹⁹ (sept exercices supplémentaires au total au cours de la période d'analyse), et qu'elle ait besoin de deux heures en 2026 pour mettre à jour le plan d'intervention afin de tenir compte de ces exercices supplémentaires. En outre, chaque OI aurait besoin de quatre heures en 2026, ainsi que de 30 minutes par an par la suite, pour ajouter la description de la procédure d'activation en deux heures à leurs plans d'intervention. Au total, les modifications apportées aux programmes d'exercices devraient entraîner un coût de 78 580 \$ pour les OI.

Coûts des installations de manutention des hydrocarbures

1. Classification et équipement minimal

Comme expliqué précédemment, 10 exploitants d'installations de manutention des hydrocarbures (IMH) seraient inspectés chaque année au lieu d'une fois tous les trois ans en raison de la reclassification de leurs installations de la catégorie 2 à la catégorie 3, ce qui nécessiterait que chacun consacre trois heures à chaque inspection supplémentaire. Ces exploitants devraient également acheter du matériel supplémentaire, dont le coût est estimé à 1 500 \$²⁰ (non

¹⁶ Five post-incident reports in 2026, 6 reports in both 2027 and 2028, 7 reports in both 2029 and 2030, 8 reports in both 2031 and 2032, 9 reports in 2033 and 10 reports in both 2034 and 2035.

¹⁷ Four post-incident records of assessment per RO in 2026 and five annual post-incident records of assessment per RO over the analytical period thereafter.

¹⁸ Based on ECRC input, the estimated cost per exercise is \$15,000 (undiscounted).

¹⁹ Assuming ECRC would conduct these exercises in 2026, 2027, 2029, 2030, 2032, 2033, and 2035.

²⁰ Based on discussions with a Class 2 OHF operator, TC estimated a cost between \$1,000 and \$2,000 per OHF. The average of \$1,500 per OHF is used in the analysis.

¹⁶ Cinq rapports post-incident en 2026, 6 rapports en 2027 et 2028, 7 rapports en 2029 et 2030, 8 rapports en 2031 et 2032, 9 rapports en 2033 et 10 rapports en 2034 et 2035.

¹⁷ Quatre rapports d'évaluation post-incident par OI en 2026 et cinq rapports annuels d'évaluation post-incident par OI au cours de la période analytique suivante.

¹⁸ Sur la base des données fournies par la SIMEC, le coût estimé de chaque exercice s'établit à 15 000 \$ (non actualisés).

¹⁹ En supposant que la SIMEC réalise ces exercices en 2026, 2027, 2029, 2030, 2032, 2033 et 2035.

²⁰ Sur la base de discussions avec un exploitant d'IMH de catégorie 2, Transports Canada a estimé que le coût se situait entre 1 000 \$ et 2 000 \$ par IMH. La moyenne de 1 500 \$ par IMH est utilisée dans l'analyse.

north of 60°N would bear a cost of \$2,250²¹ (discounted) in 2026 and in 2031, respectively, to meet the proposed minimum on-site equipment requirement. As a result, affected OHF operators are expected to bear a total cost of \$133,057.

2. Additional information

Operators of 53 OHFs north of 60°N would need to spend 40 minutes in 2026, as well as 15 minutes per year thereafter, to identify in their plans the position titles of personnel authorized to implement the pollution emergency plan. In addition, each of these operators would need to spend 15 minutes accompanying TC inspectors as they would need to review and verify this additional piece of information during each inspection, following the three-year inspection frequency as follows: 18 OHFs in the first year; 18 OHFs in the second year; and 17 OHFs in the third year.

Furthermore, each operator of the 224 OHFs would need two hours in 2026, as well as 15 minutes per year thereafter, to update their plans to include the frequency of training of personnel, and an additional 30 minutes, per inspection, to accompany TC inspectors to review and verify the information related to personnel training. All OHFs would also need 15 minutes annually to reflect and to review their exercise schedule in their emergency plans.

As a result, operators of OHFs are expected carry a total cost of \$108,924. It should be noted that OHF operators would require the same resources to submit the updated plans to TC if a significant event occurs under the baseline and regulatory scenarios. However, should the submission take place in the previous year under the regulatory scenario, these operators would bear a minimal cost due to the utilization of discount rates.

3. Incident reports

It is estimated that 20 oil pollution post-incident reports would be developed every year. Therefore, two OHF employees would need 16 hours in total to develop one report, and one employee would need one hour to prepare it for submission to TC. Therefore, the total cost associated with incident reports is estimated to be \$164,176.

actualisé) par an. En outre, il est estimé que cinq exploitants d'IMH au nord du 60^e parallèle supporteraient un coût de 2 250 \$²¹ (actualisé) en 2026 et en 2031, respectivement, pour se conformer à l'exigence proposée en matière d'équipement minimal sur place. Par conséquent, les exploitants d'IMH concernés devraient supporter un coût total de 133 057 \$.

2. Renseignements supplémentaires

Les exploitants de 53 IMH au nord du 60^e parallèle devront consacrer 40 minutes en 2026, ainsi que 15 minutes par an par la suite, pour indiquer dans leurs plans les titres du poste du personnel autorisé à mettre en œuvre le plan d'urgence contre la pollution. En outre, chacun de ces exploitants devra consacrer 15 minutes à accompagner les inspecteurs de Transports Canada, qui devront examiner et vérifier cet élément de renseignement supplémentaire lors de chaque inspection, suivant la fréquence d'inspection triennale suivante : 18 IMH la première année, 18 IMH la deuxième année et 17 IMH la troisième année.

En outre, chaque exploitant des 224 IMH aurait besoin de deux heures en 2026, ainsi que de 15 minutes par an par la suite, pour mettre à jour ses plans afin d'y inclure la fréquence de la formation du personnel, et de 30 minutes supplémentaires, par inspection, pour accompagner les inspecteurs de Transports Canada afin d'examiner et de vérifier les informations relatives à la formation du personnel. Toutes les IMH auraient également besoin de 15 minutes par an pour réfléchir et revoir leur programme d'exercices dans leurs plans d'urgence.

En conséquence, les exploitants d'IMH devraient supporter un coût total de 108 924 \$. Il convient de noter que les exploitants d'IMH auraient besoin des mêmes ressources pour soumettre les plans actualisés à Transports Canada si un événement important se produisait dans le cadre des scénarios de référence et réglementaire. Toutefois, si la soumission avait lieu l'année précédente dans le cadre du scénario réglementaire, ces exploitants subiraient un coût minime en raison de l'utilisation des taux d'actualisation.

3. Rapports d'incidents

On estime à 20 le nombre de rapports post-incidents de pollution par les hydrocarbures qui seront élaborés chaque année. Par conséquent, deux employés d'IMH auraient besoin de 16 heures au total pour élaborer un rapport, et un employé aurait besoin d'une heure pour le préparer afin de le soumettre à Transports Canada. Par conséquent, le coût total associé aux rapports d'incidents est estimé à 164 176 \$.

²¹ Based on discussions with a regional emergency response office and prices in [BrandyCanada](#), it is estimated that affected OHFs would each spend \$1,250 to purchase five spill kits and \$1,000 in miscellaneous supplies (i.e. absorbent pads and sock booms).

²¹ D'après les discussions avec un bureau régional d'intervention d'urgence et les prix indiqués dans [BrandyCanada](#), on estime que les IMH concernés dépenseraient chacun 1 250 \$ pour acheter cinq trousseaux de lutte contre les déversements et 1 000 \$ en fournitures diverses (c'est-à-dire des tampons absorbants et des boudins de chaussettes).

4. Exercise program

Eleven OHF operators in remote locations, that do not currently conduct an exercise voluntarily, would need to conduct one exercise, at an average cost of \$12,500²² (undiscounted) in the three-year periods as follows: four exercises in the first year; four exercises in the second year; and three exercises in the third year.

Additionally, each of the 224 OHF operators would be required to develop and maintain the record of a post-exercise report, which would require them to spend 10 hours and 5 minutes, respectively. During the three-year periods, it is assumed that 75 OHF operators would develop and maintain a post-exercise report in the first year, 75 operators in the second year, and 74 operators in the third year of each three-year period. This is expected to result in a total cost of \$689,493 over the analytical period.

Costs to the Government of Canada (represented by TC)

1. Additional detailed information

One TC employee at the GT-05 level would need 8.25 hours in 2026, as well as 6.5 hours per year thereafter, to review additional information added to each RO's response plan, as well as to verify the certification of contracted vessels and personnel training records during an inspection. In addition, the employee would need 5 hours in 2026 to review the information on the nature of vessel traffic per ARP. However, from 2027 onwards the employee would allocate 3 hours per ARP for ECRC, to review if any information has been provided, but one hour per ARP for other ROs, given that ECRC has the largest GAR and sub-areas.

For OHFs, during inspections, one employee at the GT-05 level would need an additional 15 minutes per OHF to review and verify new information provided by 53 OHFs north of 60°N in their plans. The employee would also need 45 minutes per OHF to review additional training information in plans and training records for all 224 OHFs and 15 minutes per OHF to review their exercise schedule (refer to the "Baseline and regulatory scenarios" section above for inspection frequency).²³

²² According to TC subject matter experts, the average exercise cost for an OHF operator ranges from \$10,00 to \$15,000. Thus, a mid-point is used.

²³ Another employee at the GT-05 level currently shadows 10% of these inspections at OHFs. This opportunity cost is captured in total costs.

4. Programme d'exercices

Onze exploitants d'IMH situés dans des régions éloignées, qui n'effectuent pas actuellement d'exercice sur une base volontaire, devraient réaliser un exercice, pour un coût moyen de 12 500 \$²² (non actualisé) au cours des périodes de trois ans : quatre exercices la première année, quatre exercices la deuxième année et trois exercices la troisième année.

En outre, chacun des 224 exploitants d'IMH serait tenu d'élaborer et de tenir à jour un rapport post-exercice, ce qui leur prendrait respectivement 10 heures et 5 minutes. Au cours de ces périodes de trois ans, on suppose que 75 exploitants d'IMH élaboreront et tiendront à jour un rapport post-exercice la première année, 75 exploitants la deuxième année et 74 exploitants la troisième année de chaque période de trois ans. Il devrait en résulter un coût total de 689 493 \$ pour la période d'analyse.

Coûts pour le gouvernement du Canada (représenté par Transports Canada)

1. Renseignements détaillés supplémentaires

Un employé de Transports Canada au niveau GT-05 aurait besoin de 8,25 heures en 2026, ainsi que de 6,5 heures par an par la suite, pour examiner les informations supplémentaires ajoutées au plan d'intervention de chaque OI, ainsi que pour vérifier la certification des navires sous contrat et les dossiers de formation du personnel au cours d'une inspection. En outre, l'employé aurait besoin de 5 heures en 2026 pour examiner les informations sur la nature du trafic maritime par ARP. Toutefois, à partir de 2027, l'employé consacrerait 3 heures par PIZ à la SIMEC, afin de vérifier si des informations ont été fournies, mais une heure par PIZ pour les autres OI, étant donné que la SIMEC détient la ZGI et les sous-zones les plus vastes.

Pour les IMH, lors des inspections, un employé au niveau GT-05 aurait besoin de 15 minutes supplémentaires par IMH pour examiner et vérifier les nouvelles informations fournies par 53 IMH au nord du 60^e parallèle dans leurs plans. L'employé aurait également besoin de 45 minutes par IMH pour examiner les informations de formation supplémentaires dans les plans et les dossiers de formation pour l'ensemble des 224 IMH et de 15 minutes par IMH pour examiner leurs programmes d'exercices (veuillez consulter la section « Scénario de référence et scénario réglementaire » ci-dessus pour la fréquence d'inspection)²³.

²² D'après les experts en la matière de Transports Canada, le coût moyen de l'exercice pour un exploitant d'IMH se situe entre 10 000 \$ et 15 000 \$. Un point médian est donc utilisé.

²³ Actuellement, un autre employé de niveau GT-05 observe 10 % de ces inspections dans les IMH. Ce coût d'opportunité est pris en compte dans les coûts totaux.

Therefore, TC is expected to incur a total cost of \$125,181.

2. Incident notifications and reports

One TC employee at the GT-07 level would need to spend 10 minutes reviewing one oil spill notification submitted by ROs, regardless if they are ship-sourced or non-shipped sourced spills. In addition, one employee at the GT-05 level would require one hour to review each of the post-incident reports submitted by OHF operators.²⁴ Therefore, TC is expected to incur a total cost of \$11,583.

3. Exercise programs

Changes proposed to ROs' exercise programs would require TC to perform additional activities as follows:

- one employee at the GT-05 level would need to attend ECRC's two additional exercises and review the related exercise information in each three-year period (an additional 7 hours and 30 minutes per exercise);
- one employee at the GT-06 level would need 30 hours to develop one unannounced exercise for each RO in 2026, 15 hours in 2031 and 2034 to update each exercise, and 5 hours to develop one unannounced exercise report;²⁵
- two employees at the GT-05 level would need 8 hours in total per RO, one employee at the GT-06 level would need 4 hours per RO, and one employee at the GT-07 level would need 4 hours per RO to create one post-exercise briefing document for unannounced exercises;
- one employee at the GT-05 level would need to participate in meetings to develop objectives for oil spill simulation exercises (an additional 5 hours per tier 1 and tier 2 exercise, an additional 10 hours per tier 3 exercise and an additional 24 hours per tier 4 exercise). It is expected that these 268 meetings across the analytical time frame would take place at the same frequency as the exercises discussed earlier; and
- one employee at the GT-05 level would need one hour in 2026, as well as 30 minutes per year thereafter, to review the 2-hour activation information in each RO's plan.

²⁴ Another employee at the GT-05 level currently shadows 10% of these inspections at OHFs. This opportunity cost is captured in total costs.

²⁵ ROs would do one unannounced exercise per RO across the three-year period: two exercises conducted in the first year, one exercise in the second year and one exercise in the third year of each three-year period.

Par conséquent, le coût total pour Transports Canada devrait s'élever à 125 181 \$.

2. Notifications et rapports d'incidents

Un employé de Transports Canada au niveau GT-07 devrait consacrer 10 minutes à l'examen d'une notification de déversement d'hydrocarbures soumise par les OI, qu'il s'agisse d'un déversement provenant d'un navire ou d'un déversement ne provenant pas d'un navire. De plus, un employé de Transports Canada au niveau GT-05 aurait besoin d'une heure pour examiner chacun des rapports d'incidents soumis par les exploitants d'IMH²⁴. Par conséquent, le coût total pour Transports Canada devrait s'élever à 11 583 \$.

3. Programmes d'exercices

Les modifications proposées aux programmes d'exercices des OI obligerait Transports Canada à effectuer les activités supplémentaires suivantes :

- Un employé de niveau GT-05 devrait participer à deux exercices supplémentaires de la SIMEC et examiner les informations relatives à l'exercice au cours de chaque période de trois ans (7 heures et 30 minutes supplémentaires par exercice);
- Un employé de niveau GT-06 aurait besoin de 30 heures pour élaborer un exercice inopiné pour chaque OI en 2026, de 15 heures en 2031 et 2034 pour mettre à jour chaque exercice, et de 5 heures pour élaborer un rapport d'exercice inopiné²⁵;
- Deux employés au niveau GT-05 auraient besoin de 8 heures au total par OI, un employé au niveau GT-06 aurait besoin de 4 heures par OI, et un employé au niveau GT-07 aurait besoin de 4 heures par OI pour créer un document d'information post-exercice pour les exercices inopinés;
- Un employé de niveau GT-05 aurait besoin de participer aux réunions pour élaborer des objectifs des exercices de simulation de déversement d'hydrocarbures (5 heures supplémentaires par exercice de niveau 1 et de niveau 2, 10 heures supplémentaires par exercice de niveau 3 et 24 heures supplémentaires par exercice de niveau 4). Il est prévu que ces 268 réunions tenues au cours de la période d'analyse aient lieu à la même fréquence que les exercices discutés précédemment;
- Un employé de niveau GT-05 aurait besoin d'une heure en 2026, ainsi que de 30 minutes par an par la suite, pour examiner les informations relatives à l'activation de 2 heures figurant dans le plan de chaque OI.

²⁴ Actuellement, un autre employé de niveau GT-05 observe 10 % de ces inspections dans les IMH. Ce coût d'opportunité est pris en compte dans les coûts totaux.

²⁵ Les organismes d'intervention effectueraient un exercice inopiné par OI au cours de la période de trois ans : deux exercices la première année, un exercice la deuxième année et un exercice la troisième année de chaque période de trois ans.

The changes proposed to exercise programs for OHFs would require 7.5 hours of one employee at the GT-05 level to attend each of the additional exercises from the 11 OHFs discussed above that do not currently conduct exercises, as well as 20 minutes to review each of the post-exercise reports submitted by operators of all 224 OHFs.

As a result, TC would incur a total cost of \$118,917.

4. OHF classification

One TC employee at the GT-05 level would need three hours to conduct each additional inspection of the 10 OHFs that would be reclassified, which would result in a cost of \$9,156.²⁶

In addition to the costs discussed above, TC would also incur a minimal cost to notify ROs, OHFs, Indigenous Organizations, and other stakeholder groups, of the proposed Regulations through already established regular communications (see the “Implementation” section for details) and to notify TC enforcement officers of the new designated violations (see the “Baseline and regulatory scenarios” section for details).

Cost-benefit statement

Number of years: 11 (2025–2035)
 Base year for costing: 2023
 Present value base year: 2025
 Discount rate: 7%

Table 1: Monetized costs (present value)

Impacted stakeholder	Description of cost	2025	2026	Annual average (2027 to 2034)	2035	Total (present value)	Annualized value
TC	Review additional information	\$0	\$23,483	\$11,647	\$8,522	\$125,181	\$16,694
TC	Review information on incidents	\$0	\$1,497	\$1,154	\$853	\$11,583	\$1,545
TC	Verify exercise and two-hour activation compliance	\$0	\$20,596	\$11,210	\$8,641	\$118,917	\$15,858
TC	Inspect reclassified OHFs	\$0	\$1,267	\$900	\$689	\$9,156	\$1,221
TC	Subtotal	\$0	\$46,843	\$24,911	\$18,705	\$264,837	\$35,318
ROs	Capture additional information	\$0	\$27,142	\$3,624	\$2,436	\$58,567	\$7,810
ROs	Provide incident reports	\$0	\$964	\$3,624	\$2,436	\$8,317	\$1,109

²⁶ Another employee at the GT-05 level currently shadows 10% of these inspections at OHFs. This opportunity cost is captured in total costs.

Les modifications proposées aux programmes d’exercices pour les IMH nécessiteraient 7,5 heures de travail d’un employé de niveau GT-05 pour assister à chacun des exercices supplémentaires des 11 IMH susmentionnées qui n’effectuent pas d’exercices actuellement, ainsi que 20 minutes pour examiner chacun des rapports post-exercices soumis par les exploitants des 224 IMH.

En conséquence, le coût total pour Transports Canada s’élèverait à 118 917 \$.

4. Classification des IMH

Un employé de Transports Canada au niveau GT-05 aurait besoin de trois heures pour effectuer chaque inspection supplémentaire des 10 IMH qui seraient reclassées, ce qui entraînerait un coût de 9 156 \$²⁶.

En plus des coûts discutés ci-dessus, Transports Canada devrait également supporter un coût minime à informer les OI, les exploitants d’IMH, les organisations autochtones et d’autres groupes d’intervenants du Règlement proposé au moyen de communications régulières déjà établies (veuillez consulter la section « Mise en œuvre » pour plus de détails) et informer les agents chargés de l’application de TC des nouvelles violations désignées (veuillez consulter la section « Scénario de référence et scénario réglementaire » pour plus de détails).

Énoncé des coûts et avantages

Nombre d’années : 11 (2025-2035)
 Année de base pour le calcul des coûts : 2023
 Valeur actuelle pour l’année de base : 2025
 Taux d’actualisation : 7 %

²⁶ Actuellement, un autre employé de niveau GT-05 observe 10 % de ces inspections dans les IMH. Ce coût d’opportunité est pris en compte dans les coûts totaux.

Impacted stakeholder	Description of cost	2025	2026	Annual average (2027 to 2034)	2035	Total (present value)	Annualized value
ROs	Exercices and two-hour activation	\$0	\$16,121	\$838	\$651	\$78,580	\$10,479
ROs	Subtotal	\$0	\$44,227	\$8,086	\$5,523	\$145,464	\$19,398
OHFs	Classification and equipment	\$0	\$25,882	\$12,352	\$8,359	\$133,057	\$17,744
OHFs	Capture additional information	\$0	\$37,106	\$8,225	\$6,020	\$108,924	\$14,526
OHFs	Provide incident reports	\$0	\$21,846	\$16,306	\$11,883	\$164,176	\$21,894
OHFs	Exercise program	\$0	\$95,304	\$67,794	\$51,839	\$689,493	\$91,949
OHFs	Subtotal	\$0	\$180,138	\$104,677	\$78,101	\$1,095,650	\$146,113
All stakeholders	Total costs	\$0	\$271,208	\$137,674	\$102,329	\$1,505,951	\$200,829

Tableau 1 : Coûts monétisés (valeur actuelle)

Intervenant concerné	Description du coût	2025	2026	Moyenne annuelle (2027 à 2034)	2035	Total (valeur actuelle)	Valeur calculée sur une année
Transports Canada	Examiner les informations supplémentaires	0 \$	23 483 \$	11 647 \$	8 522 \$	125 181 \$	16 694 \$
Transports Canada	Examiner les informations sur les incidents	0 \$	1 497 \$	1 154 \$	853 \$	11 583 \$	1 545 \$
Transports Canada	Vérifier la conformité de l'exercice et de l'activation de deux heures	0 \$	20 596 \$	11 210 \$	8 641 \$	118 917 \$	15 858 \$
Transports Canada	Inspecter les IMH reclassées	0 \$	1 267 \$	900 \$	689 \$	9 156 \$	1 221 \$
Transports Canada	Sous-total	0 \$	46 843 \$	24 911 \$	18 705 \$	264 837 \$	35 318 \$
OI	Recueillir l'information supplémentaire	0 \$	27 142 \$	3 624 \$	2 436 \$	58 567 \$	7 810 \$
OI	Fournir les rapports d'incidents	0 \$	964 \$	3 624 \$	2 436 \$	8 317 \$	1 109 \$
OI	Exercices et activation de deux heures	0 \$	16 121 \$	838 \$	651 \$	78 580 \$	10 479 \$
OI	Sous-total	0 \$	44 227 \$	8 086 \$	5 523 \$	145 464 \$	19 398 \$
IMH	Classification et équipement	0 \$	25 882 \$	12 352 \$	8 359 \$	133 057 \$	17 744 \$
IMH	Recueillir l'information supplémentaire	0 \$	37 106 \$	8 225 \$	6 020 \$	108 924 \$	14 526 \$
IMH	Fournir les rapports d'incidents	0 \$	21 846 \$	16 306 \$	11 883 \$	164 176 \$	21 894 \$
IMH	Programme d'exercices	0 \$	95 304 \$	67 794 \$	51 839 \$	689 493 \$	91 949 \$
IMH	Sous-total	0 \$	180 138 \$	104 677 \$	78 101 \$	1 095 650 \$	146 113 \$
Toutes les parties intéressées	Coûts totaux	0 \$	271 208 \$	137 674 \$	102 329 \$	1 505 951 \$	200 829 \$

Table 2: Monetized benefits (present value)

Impacted stakeholder	Description of benefit	2025	2026	Annual average (2027 to 2034)	2035	Total (present value)	Annualized value
Government	Review less information in OHF plans	\$0	\$5,214	\$3,892	\$2,836	\$39,184	\$5,225
OHFs	Capture less information	\$0	\$61,187	\$37,887	\$27,610	\$381,468	\$50,871
All stakeholders	Total benefits	\$0	\$66,401	\$41,779	\$30,446	\$420,652	\$56,096

Tableau 2 : Avantages monétaires (valeur actuelle)

Intervenant concerné	Description de l'avantage	2025	2026	Moyenne annuelle (2027 à 2034)	2035	Total (valeur actuelle)	Valeur calculée sur une année
Gouvernement	Examiner moins d'informations dans les plans des IMH	0 \$	5 214 \$	3 892 \$	2 836 \$	39 184 \$	5 225 \$
IMH	Saisir moins d'informations	0 \$	61 187 \$	37 887 \$	27 610 \$	381 468 \$	50 871 \$
Toutes les parties intéressées	Total des avantages	0 \$	66 401 \$	41 779 \$	30 446 \$	420 652 \$	56 096 \$

Table 3: Summary of monetized costs and benefits (present value)

Impacts	2025	2026	Annual average (2027 to 2034)	2035	Total (present value)	Annualized value
Total costs	\$0	\$271,208	\$137,674	\$102,329	\$1,505,951	\$200,829
Total benefits	\$0	\$66,401	\$41,779	\$30,446	\$420,652	\$56,096
Net cost	\$0	\$204,807	\$95,895	\$71,883	\$1,085,299	\$144,733

Tableau 3 : Résumé des coûts et avantages monétaires (valeur actuelle)

Impacts	2025	2026	Moyenne annuelle (2027 à 2034)	2035	Total (valeur actuelle)	Valeur calculée sur une année
Coûts totaux	0 \$	271 208 \$	137 674 \$	102 329 \$	1 505 951 \$	200 829 \$
Total des avantages	0 \$	66 401 \$	41 779 \$	30 446 \$	420 652 \$	56 096 \$
Coût net	0 \$	204 807 \$	95 895 \$	71 883 \$	1 085 299 \$	144 733 \$

Qualitative impacts**Positive impacts**

- (1) Continuous improvement of oil spill response preparedness as ROs, OHFs and TC would be able to proactively identify and address any gaps in response plans through their exercise programs.
- (2) ROs would have better procedures for areas of environmental sensitivities, which could support

Impacts qualitatifs**Impacts positifs**

- (1) Amélioration continue de la préparation à l'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures, car les OI, les IMH et Transports Canada seraient en mesure de recenser et de combler de manière proactive toute lacune dans les plans d'intervention au moyen de leurs programmes d'exercices.

- pollution mitigation efforts from oil spills in these specific areas.
- (3) Establishes an equal and efficient level of response preparedness across Canada by aligning the proposed Regulations and best practices.
 - (4) An increase in compliance monitoring would support the federal government's objective of creating a world-leading marine safety system.

Small business lens

Analysis under the small business lens²⁷ concluded that the proposed Regulations would impact small businesses in Canada. Based on the available information and TC experts, two ROs (PTMS and ALERT) are small businesses. As previously discussed, these ROs would be required to provide additional information in their response plans, present certain new information to TC during inspections, notify TC of both ship-sourced and non-ship-sourced oil spill incidents and conduct an additional exercise. Using the same methodology and assumptions on time and wage rates that are presented above, it is estimated that the proposed Regulations would result in an incremental total cost of \$29,774 for small businesses, or an annualized cost of \$1,985 per business, between 2025 and 2035.

The requirements that would be established under the proposed Regulations are needed to support marine safety and environmental protection from oil spills and to ensure that ROs have the capacity to provide oil spill response services for which they are certified. Offering flexibilities to ALERT and PTMS with respect to the equipment and procedural requirements could lead to these ROs not having sufficient capacity to respond to spills up to 10 000 tonnes. Providing flexibility with respect to the exercise program requirements, such as in the number and type of exercises to be conducted, could be considered unfair by the larger ROs, given that all ROs are certified up to the same capacity. The exercises are also highly important in evaluating the effectiveness of an RO's response plan and the RO's readiness to implement it.

For these reasons, flexibilities in the proposed Regulations for small business ROs would not be provided.

²⁷ For the purpose of the small business lens, a small business is any business that has fewer than 100 employees or less than \$5 million in annual gross revenue.

- (2) Meilleures procédures pour les OI pour les zones sensibles d'un point de vue environnemental, ce qui pourrait soutenir les efforts d'atténuation de la pollution en cas de déversement d'hydrocarbures dans ces zones spécifiques.
- (3) Niveau égal et efficace de préparation à l'intervention dans l'ensemble du Canada en harmonisant le règlement proposé avec les pratiques exemplaires.
- (4) Soutien de l'objectif du gouvernement fédéral de créer un système de sécurité maritime de premier plan au niveau mondial, grâce au renforcement du contrôle de la conformité.

Lentille des petites entreprises

L'analyse sous la lentille des petites entreprises²⁷ a déterminé que le règlement proposé aurait des incidences sur les petites entreprises au Canada. D'après les informations disponibles et les experts de Transports Canada, deux OI (PTMS et ALERT) sont des petites entreprises. Comme mentionné précédemment, ces OI seraient tenus de fournir des informations supplémentaires dans leurs plans d'intervention, présenter certaines nouvelles informations à Transports Canada lors des inspections, aviser Transports Canada des incidents de déversement d'hydrocarbures provenant ou non de navires et effectuer un exercice supplémentaire. En utilisant la même méthodologie et les mêmes hypothèses sur le temps et les taux de salaire qui sont présentées ci-dessus, il est estimé que le règlement proposé entraînerait un coût total supplémentaire de 29 774 \$ pour les petites entreprises, ou un coût annualisé de 1 985 \$ par entreprise, entre 2025 et 2035.

Les exigences qui seraient établies en vertu du règlement proposé s'avèrent nécessaires pour soutenir la sécurité maritime et la protection de l'environnement contre les déversements d'hydrocarbures et pour garantir que les OI ont la capacité de fournir les services de lutte contre les déversements d'hydrocarbures pour lesquels ils sont certifiés. Le fait d'offrir des marges de manœuvre à ALERT et PTMS en ce qui concerne les exigences en matière d'équipement et de procédures pourrait amener ces OI à ne pas disposer d'une capacité suffisante pour répondre à des déversements allant jusqu'à 10 000 tonnes. Le fait d'offrir une certaine souplesse en ce qui concerne les exigences du programme d'exercices, notamment en ce qui concerne le nombre et le type d'exercices à effectuer, pourrait être considéré comme injuste par les grands OI, étant donné que tous les OI sont certifiés jusqu'à la même capacité. Les exercices sont également très importants pour évaluer l'efficacité du plan d'intervention d'un OI et sa capacité à le mettre en œuvre.

Pour ces raisons, aucune flexibilité pour les OI des petites entreprises ne serait prévue dans le règlement proposé.

²⁷ Aux fins de l'objectif de la lentille des petites entreprises, une petite entreprise est une entreprise qui compte moins de 100 employés ou dont le revenu brut annuel est inférieur à 5 millions de dollars.

Small business lens summary

Number of small businesses impacted: 2
 Number of years: 11 (2025 to 2035)
 Base year for costing: 2023
 Present value base year: 2025
 Discount rate: 7%

Table 4: Compliance costs

Activity	Annualized value	Present value
Capture additional information	\$3,050	\$22,868
Total compliance cost	\$3,050	\$22,868

Table 5: Administrative costs

Activity	Annualized value	Present value
Notify TC of ship-source and non-ship-source oil spills	\$519	\$3,892
Present documents on contracted vessels and training records to TC inspectors	\$402	\$3,014
Total administrative cost	\$921	\$6,906

Table 6: Total compliance and administrative costs

Totals	Annualized value	Present value
Total cost (all impacted small businesses)	\$3,971	\$29,774
Cost per impacted small business	\$1,985	\$14,887

One-for-one rule

The one-for-one rule applies since there would be a net incremental decrease in the administrative burden on business, and an existing regulatory title would be repealed. The proposed Regulations would repeal the ROR and amalgamate it into the ERR. As a result, a net of one title out is counted under the rule.

The 4 ROs and the 224 OHF operators would see an increase in administrative cost. As previously discussed,

Résumé de la lentille des petites entreprises

Nombre de petites entreprises touchées : 2
 Nombre d'années : 11 (2025 à 2035)
 Année de référence pour le calcul des coûts : 2023
 Valeur actuelle pour l'année de référence : 2025
 Taux d'actualisation : 7 %

Tableau 4 : Coûts liés à la conformité

Activité	Valeur calculée sur une année	Valeur actuelle
Saisir des informations supplémentaires	3 050 \$	22 868 \$
Total des coûts de conformité	3 050 \$	22 868 \$

Tableau 5 : Coûts administratifs

Activité	Valeur calculée sur une année	Valeur actuelle
Aviser Transports Canada des déversements d'hydrocarbures provenant de navires et d'autres sources	519 \$	3 892 \$
Présenter aux inspecteurs de Transports Canada les documents relatifs aux navires sous contrat et les dossiers de formation	402 \$	3 014 \$
Total des coûts administratifs	921 \$	6 906 \$

Tableau 6 : Total des coûts administratifs et de conformité

Totaux	Valeur calculée sur une année	Valeur actuelle
Coût total (toutes les petites entreprises touchées)	3 971 \$	29 774 \$
Coût par petite entreprise touchée	1 985 \$	14 887 \$

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » s'applique puisqu'il y aurait une diminution nette du fardeau administratif pesant sur les entreprises et qu'un titre du règlement existant serait abrogé. Le règlement proposé abrogerait le ROI et le fusionnerait dans le RIE. Par conséquent, la règle n'entraîne l'élimination que d'un seul titre.

Les 4 OI et les 224 exploitants d'IMH subiraient une augmentation des coûts administratifs. Comme mentionné

ROs would be required to do the following administrative activities: (1) present the proof of contracted vessels' certification and personnel training records; and (2) notify TC of non-ship-source and ship-source oil pollution incidents. With regard to OHF operators, they would need to submit their incident reports to TC and accompany TC inspectors when they review the following information during inspections: (1) the post exercise reports; and (2) the position title of employees authorized to implement emergency plans and frequency of training mentioned in their plans.

The proposed Regulations would also remove some administrative burdens for ROs and OHF operators. As previously discussed, the proposed Regulations would no longer require ROs to submit four copies of their response plans to TC; instead, one copy would be required, which is expected to be in digital format aligning with current practice for ROs. It is assumed that one employee per RO would require eight minutes to submit the plan digitally to TC.²⁸ For the purpose of the one-for-one rule, it is assumed that, under the baseline scenario, ROs would submit four physical copies of their response plans to TC, which would result in (1) 532 printed pages annually per RO²⁹ (\$0.07 per page);³⁰ (2) four binders per RO to organize each printed copy;³¹ (3) one flat rate box annually per RO to mail the copies to TC;³² and (4) one employee per RO requiring two hours³³ to prepare for the submission to TC. Also, the proposed Regulations would remove the administrative requirement for OHF operators to provide in their plans detailed information found in training records.

Using the methodology developed in the *Red Tape Reduction Regulations*, and assumptions and data discussed above, it is estimated that the proposed Regulations would result in an annualized administrative cost of \$1,996 to businesses (or an annualized cost of \$8.75 per business), and an annualized administrative saving of \$8,802 (or an annualized saving of \$38.60 per business). Therefore, the net impact annualized administrative burden cost saving would be \$6,806 (or an annualized administrative burden cost saving of \$29.85 per business, present value in 2012 Canadian dollars, discounted to the base year of 2012

précédemment, les OI seraient tenus d'effectuer les activités administratives suivantes : (1) présenter la preuve de la certification des navires sous contrat et des dossiers de formation du personnel; (2) aviser Transports Canada des incidents de pollution par les hydrocarbures autres que ceux causés par les navires et ceux causés par les navires. En ce qui concerne les exploitants d'IMH, ils devront soumettre à Transports Canada des rapports d'incidents et accompagner les inspecteurs de TC lorsqu'ils examineront les informations suivantes au cours des inspections : (1) les rapports post-exercice; (2) le titre du poste des employés autorisés à mettre en œuvre le plan d'urgence et la fréquence de la formation mentionnée dans leurs plans.

Le règlement proposé supprimerait certaines charges administratives pour les OI et les exploitants d'IMH. Comme mentionné précédemment, le règlement proposé n'exigerait plus que les OI soumettent quatre copies de leurs plans d'intervention; au lieu de cela, une copie serait requise qui devrait être en format numérique, conformément à la pratique actuelle pour les OI. Il est supposé qu'un employé par OI aurait besoin de huit minutes pour soumettre le plan à Transports Canada de manière numérique²⁸. Aux fins de la règle du « un pour un », il est supposé que, selon le scénario de référence, les OI soumettraient à Transports Canada quatre copies physiques de leurs plans d'intervention, ce qui donnerait : (1) 532 pages imprimées annuellement par OI²⁹ (0,07 \$ par page³⁰; (2) quatre classeurs par OI pour organiser chaque copie imprimée³¹; (3) une boîte à tarif fixe par an par OI pour poster les copies à Transports Canada³²; (4) un employé par OI nécessitant deux heures³³ pour préparer la soumission à être envoyée à Transports Canada. De plus, le règlement proposé supprimerait l'exigence administrative pour les exploitants d'IMH à fournir dans leurs plans des renseignements détaillés trouvés dans les dossiers de formation.

En utilisant la méthodologie développée dans le *Règlement sur la réduction de la paperasse* ainsi que les hypothèses et données discutées ci-dessus, il est estimé que le règlement proposé entraînerait un coût administratif annualisé de 1 996 \$ aux entreprises (ou un coût annualisé de 8,75 \$ par entreprise), et une économie administrative annualisée de 8 802 \$ (ou une économie annualisée de 38,60 \$ par entreprise). Par conséquent, les économies sur les répercussions nettes annualisées du fardeau administratif seraient de 6 806 \$ (ou une économie sur le coût annualisé du fardeau administratif de 29,85 \$ par

²⁸ Used the average between 5 to 10 minutes.

²⁹ Based on TC observations.

³⁰ Assuming a printing cost \$0.016 per page and \$0.05 to print one page, based on a cost of \$23.99 for a paper package of 1 500 sheets (Staples) and a cost of \$114.39 for a cartridge that yields 2 000 pages, both adjusted for 2023 dollars (Staples).

³¹ Assuming a two-inch binder is used (\$14.29) adjusted to 2023 dollars (Staples).

³² Assuming ROs use one medium flat rate box (\$24.99), adjusted to 2023 dollars (Canada Post).

³³ Assumption based on TC observations.

²⁸ La moyenne entre 5 et 10 minutes est utilisée.

²⁹ Basé sur les observations de Transports Canada.

³⁰ En supposant un coût d'impression de 0,016 \$ par page et de 0,05 \$ pour imprimer une page sur la base d'un coût de 23,99 \$ pour un paquet de papier de 1 500 feuilles (Staples) et d'un coût de 114,39 \$ pour une cartouche produisant 2 000 pages, tous deux ajustés en dollars de 2 023 (Staples).

³¹ En supposant qu'un classeur de deux pouces soit utilisé (14,29 \$) ajusté en dollars de 2023 (Staples).

³² En supposant que les OI utilisent une boîte à tarif fixe moyenne (24,99 \$), ajusté en dollars de 2023 (Postes Canada).

³³ Hypothèse basée sur les observations de Transports Canada.

with a 7% discount rate for a 10-year period between 2025 and 2034).³⁴

It is important to note that the administrative burden cost savings for ROs estimated in this section are recorded for tracking purposes as per the *Red Tape Reduction Regulations*, but are not included in the cost-benefit analysis presented above. This is because, in practice, the impact on the resource allocation of ROs has already taken place. ROs have already realized the cost savings related to a 2019 amendment to the *Canada Transportation Act* that provides: “[f]or the purposes of an Act of Parliament that the Minister administers or enforces, a requirement under that Act to provide a signature or to provide information in a paper-based format is met if (a) an electronic version of the signature or information is provided by electronic means that are made available or specified by the Minister [...]”

Regulatory cooperation and alignment

Canada is a signatory to several international conventions including the International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation (OPRC) and the International Maritime Organization’s (IMO) International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL). The conventions include obligations for signatory countries aimed at preventing and minimizing pollution from ships as well as a commitment from signatories to establish measures for dealing with pollution incidents, either nationally or in co-operation with other countries. Under the CSA 2001, most aspects of these conventions have been adopted. The proposed Regulations would maintain alignment with these international conventions.

Similar oil pollution preparedness regimes have been implemented in other countries, including in the United States and the United Kingdom, to ensure vessels carrying oil and OHF operators have oil pollution response plans. In both countries, ROs are certified for varying response capacities, and it is the responsibility of the vessel or OHF to ensure that they have a contract in place with an appropriately accredited RO. While the United Kingdom requires OHFs, as well as harbours, to have contracts in place as part of their contingency plans, OHFs in the United States have the option to maintain their own resources to provide the required response capacity instead of contracting out to an RO.

³⁴ Numbers may not add up due to rounding.

entreprise, valeur actuelle en dollars canadiens de 2012, actualisée à l’année de référence 2012 avec un taux d’actualisation de 7 % pour une période de 10 ans entre 2025 et 2034)³⁴.

Il est important de noter que les économies de coûts liées au fardeau administratif pour les OI estimées dans cette section sont enregistrées à des fins de suivi conformément au *Règlement sur la réduction de la paperasse*, mais ne sont pas incluses dans l’analyse coûts-avantages présentée ci-dessus. Cela s’explique par le fait qu’en pratique, l’impact sur l’allocation des ressources aux OI a déjà eu lieu. Les OI ont déjà réalisé des économies de coûts, grâce à une modification apportée en 2019 à la *Loi sur les transports au Canada*, qui prévoit : « [p]our l’application d’une loi fédérale dont le ministre assure l’exécution ou le contrôle d’application, l’exigence de fournir une signature ou des renseignements sur un support papier, sous le régime d’une telle loi, est respectée si les conditions suivantes sont réunies : a) la version électronique de la signature ou des renseignements est fournie par les moyens électroniques que le ministre met à la disposition des intéressés ou qu’il précise [...] ».

Coopération et harmonisation en matière de réglementation

Le Canada est signataire de plusieurs conventions internationales, dont la Convention internationale sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures et la Convention internationale pour la prévention de la pollution causée par les navires (MARPOL) de l’Organisation maritime internationale. Les conventions prévoient des obligations pour les pays signataires visant à prévenir et à réduire la pollution par les navires, ainsi qu’un engagement des signataires à mettre en place des mesures pour faire face aux incidents de pollution, soit sur le plan national, soit en coopération avec d’autres pays. La plupart des aspects de ces conventions ont été adoptés dans le cadre de la LMMC 2001. Le règlement proposé maintiendrait l’alignement sur ces conventions internationales.

Des régimes similaires de préparation à la pollution par les hydrocarbures ont été mis en œuvre dans d’autres pays, notamment aux États-Unis et au Royaume-Uni, afin de garantir que les navires transportant des hydrocarbures et les exploitants d’IMH disposent de plans d’intervention en cas de pollution par les hydrocarbures. Dans les deux pays, les OI sont certifiés pour des capacités d’intervention variables, et il incombe au navire ou à l’IMH de s’assurer avoir conclu un contrat avec un OI dûment accrédité. Alors que le Royaume-Uni exige que les IMH, ainsi que les ports, aient des contrats en place dans le cadre de leurs plans d’urgence, les IMH aux États-Unis ont la possibilité de maintenir leurs propres ressources

³⁴ Les chiffres peuvent ne pas correspondre en raison des arrondis.

The Minister of Transport is responsible for the regulation and oversight of the marine pollution regime, including oil spill preparedness. Pursuant to the CSA 2001, the Minister of Transport specifically has the authority to make recommendations for regulations concerning the classification of OHF operators, the certification of ROs, and the oil spill preparedness requirements for these entities. The Minister also has the authority to recommend regulations with respect to an OHF operator's oil transfer operations to and from vessels. Compliance with the proposed Regulations would continue to be monitored and enforced by TC.

The proposed Regulations would not impact the mandate of any other federal department. While the CCG has a formal role and authorities during an actual ship-source oil pollution incident, its focus is on response operations at the time of an oil spill incident. Its authorities relate to monitoring and overseeing response operations to a specific incident, as well as issuing directions to ensure appropriate response actions are taken. The proposed Regulations would not prescribe specific response actions to be taken by ROs or OHF operators, but rather ensure that they have the appropriate capacity and readiness to respond to any type of ship-source oil pollution incident within their areas of responsibility. Therefore, the proposed Regulations do not relate directly to, or impact, the CCG's authorities with respect to marine oil pollution response.

Environment and Climate Change Canada's (ECCC) role with respect to ship-source oil pollution incidents primarily relates to providing science-based advice to help CCG monitor a potential or actual oil spill; supporting response decision-making during an incident; and supporting clean-up and recovery of the marine environment and coastlines after a response operation is completed.

Strategic environmental assessment

In accordance with the [Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals](#), and the TC Policy Statement on Strategic Environmental Assessment (2013), the strategic environmental assessment (SEA) process was followed for this proposal, and a preliminary scan concluded that a strategic environmental assessment is not required. The scan found that the proposed Regulations would have a positive

pour fournir la capacité d'intervention requise au lieu de sous-traiter à un OI.

Le ministre des Transports est responsable de la réglementation et de la supervision du régime de pollution marine, y compris de la préparation aux déversements d'hydrocarbures. En vertu de la LMMC 2001, le ministre des Transports est spécifiquement habilité à formuler des recommandations concernant la classification des exploitants d'IMH, la certification des OI et les exigences en matière de préparation aux déversements d'hydrocarbures pour ces entités. Le ministre est également habilité à recommander des règlements concernant les opérations de transfert d'hydrocarbures d'un exploitant d'IMH vers et à partir d'un navire. La conformité avec le règlement proposé continuerait d'être contrôlée et appliquée par Transports Canada.

Le règlement proposé n'aurait pas d'incidence sur le mandat des autres ministères fédéraux. Bien que la Garde côtière canadienne (GCC) détienne un rôle et des pouvoirs officiels lors d'un incident de pollution par les hydrocarbures causé par un navire, elle se concentre sur les opérations d'intervention au moment d'un incident de déversement d'hydrocarbures. Ses pouvoirs concernent le contrôle et la supervision des opérations d'intervention à un incident précis, ainsi que l'émission de directives pour s'assurer que les mesures d'intervention appropriées sont prises. Le règlement proposé ne prescrit pas de mesures d'intervention spécifiques à prendre par les OI ou les exploitants d'IMH, mais veille plutôt à ce qu'ils disposent des capacités et de l'état de préparation nécessaires pour réagir à tout type d'incident de pollution par les hydrocarbures causé par un navire dans leur zone de responsabilité. Par conséquent, le règlement proposé ne se rapporte pas directement aux pouvoirs de la GCC en matière de lutte contre la pollution marine par les hydrocarbures et n'a pas d'incidence sur ses pouvoirs.

Le rôle d'Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) en ce qui concerne les incidents de pollution par les hydrocarbures causés par les navires consiste principalement à fournir des conseils scientifiques à la GCC pour l'aider à surveiller un déversement d'hydrocarbures potentiel ou réel, à soutenir la prise de décision en matière d'intervention au cours d'un incident et à soutenir le nettoyage et la récupération de l'environnement marin et des côtes une fois l'opération d'intervention terminée.

Évaluation environnementale stratégique

En accord avec la [Directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes](#) et avec l'énoncé de politique de Transports Canada relative à l'évaluation environnementale stratégique (2013), le processus d'évaluation environnementale stratégique (EES) a été suivi pour la présente proposition, et une analyse préliminaire a conclu qu'une EES n'était pas requise. L'analyse a révélé que le règlement proposé

environmental effect by contributing to the prevention and mitigation of environmental damage in the event of an oil pollution incident. However, the impacts are not expected to be significant since the ROs already undertake many of the proposed requirements to varying degrees.

Gender-based analysis plus

The proposed Regulations would help to ensure that ROs have procedures in place to protect and treat important cultural, environmental, and socio-economic areas, including waterways for local coastal communities used for transportation, local food stocks, and marine resources key to local/regional economic development, and to protect access to traditional sites by Indigenous peoples. As a result, the proposed Regulations are expected to be of particular benefit to local and Indigenous communities in coastal areas.

Strengthening the exercise program requirements for OHF operators and requiring OHF operators north of 60°N to maintain minimum levels of response equipment is expected to particularly benefit northern communities where these facilities are located.

Other than the above-noted benefits, the proposed Regulations are not expected to result in differential impacts on the basis of identity factors such as race, sex, gender, sexuality, religion, etc.

Implementation, compliance and enforcement, and service standards

Implementation

The proposed Regulations would come into force one year after they are published in the *Canada Gazette*, Part II, to provide regulated parties sufficient time to modify their response plans and business practices to comply with the changes. Response organizations and OHF operators would need to have updated their plans by the time they submit the annual update of their plans to the Minister following this one-year compliance period.

Response organizations and OHF operators would be notified by TC via email once the proposed Regulations are published in the *Canada Gazette*, Part II. This communication would also outline the timelines for when they would need to be in compliance with new requirements. A similar email would be shared with Indigenous organizations via TC distribution lists, and stakeholders such as shipping associations via the Canadian Marine Advisory Committee (CMAC) distribution list. In addition, ROs and OHF operators would continue to be updated on the progress of this regulatory project at national meetings of the CMAC.

aurait un effet positif sur l'environnement en contribuant à la prévention et à l'atténuation des dommages environnementaux en cas d'accident de pollution par les hydrocarbures. Toutefois, les incidences ne devraient pas être significatives, les OI respectant déjà, à des degrés divers, un grand nombre des exigences proposées.

Analyse comparative entre les sexes plus

Le règlement proposé contribuera à garantir que les OI disposent de procédures pour protéger et traiter les zones culturelles, environnementales et socio-économiques importantes, notamment les voies navigables utilisées par les communautés côtières locales pour le transport, les réserves alimentaires locales et les ressources marines essentielles au développement économique local ou régional, ainsi que protéger l'accès aux sites traditionnels par les populations autochtones. Par conséquent, le règlement proposé devrait être particulièrement utile aux communautés locales et autochtones des zones côtières.

Le renforcement des exigences du programme d'exercices pour les exploitants d'IMH et l'obligation pour les exploitants d'IMH au nord du 60° parallèle de maintenir des niveaux minimaux d'équipement d'intervention devraient bénéficier tout particulièrement aux communautés nordiques où ces installations sont situées.

Outre les avantages susmentionnés, le règlement proposé ne devrait pas avoir d'incidences différentes sur la base de facteurs identitaires tels que la race, le sexe, le genre, la sexualité, la religion, etc.

Mise en œuvre, conformité et application, et normes de service

Mise en œuvre

Le règlement proposé entrerait en vigueur un an après sa publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada* afin de donner aux parties réglementées suffisamment de temps pour qu'elles modifient leurs plans d'intervention et leurs pratiques commerciales afin de se conformer aux changements. Les OI et les exploitants d'IMH devront avoir mis à jour leurs plans au moment de soumettre la mise à jour annuelle de leurs plans au ministre, à l'issue de cette période de conformité d'un an.

Les OI et les exploitants d'IMH seront avisés par Transports Canada par courriel dès que le règlement proposé sera publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*. Cette communication indiquerait également les délais à respecter pour se mettre en conformité avec les nouvelles exigences. Un courriel similaire serait envoyé aux organisations autochtones par les listes de distribution de Transports Canada et aux parties prenantes telles que les associations de transport maritime par le biais de la liste de distribution du Conseil consultatif maritime canadien. De plus, les OI et les exploitants d'IMH continueraient d'être informés des progrès de ce projet réglementaire lors

Before the proposed Regulations are published in the *Canada Gazette*, Part II, other industry stakeholders, such as shipping companies and associations, would be informed of the proposed regulatory changes through regular communication tools, such as updates on the TC website and email notifications sent via the CMAC membership list.

The costs to TC associated with implementing the proposed Regulations, such as additional items to be included in inspections would be managed within TC's existing resources.

Compliance and enforcement

Compliance would be monitored and assessed by TC through existing measures, including inspections and reviewing the ROs' response plans and the OHF operators' prevention and emergency plans.

Non-compliance with the proposed Regulations would be addressed through existing measures. Currently, various requirements for ROs and OHFs under the CSA 2001 and certain requirements for OHF operators under the ERR are designated as violations under the *Administrative Monetary Penalties and Notices (CSA 2001) Regulations* and are subject to AMPs of up to \$250,000 per violation. The proposed Regulations would further enable the administration of AMPs for non-compliance with the requirements to update and submit an updated response plan, and to notify TC when ROs respond to an incident that could affect their capacity to respond to another oil pollution incident for which they are certified. The process for administering an AMP for violation of these requirements would be the same as that for existing violations.

Response organizations would be required to demonstrate their compliance with the proposed Regulations as a condition of being certified. Transport Canada would work with the RO to try to resolve any issues or concerns that arise during the certification process. The Minister of Transport would also maintain the authority to suspend or cancel an RO's certificate. However, this measure would be reserved for very serious cases of non-compliance, where the RO has not adequately demonstrated that it would be willing and or able to bring itself into compliance with the proposed Regulations.

des réunions nationales du Conseil consultatif maritime canadien.

Avant que le règlement proposé ne soit publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, d'autres parties prenantes de l'industrie, telles que les compagnies maritimes et les associations, seront informées des changements réglementaires proposés par le biais d'outils de communication habituels, comme des mises à jour sur le site Web de Transports Canada et des notifications par courriel envoyées par le biais de la liste des membres du Conseil consultatif maritime canadien.

Les coûts pour Transports Canada liés à la mise en œuvre du règlement proposé, tels que les éléments supplémentaires à inclure dans les inspections, seraient gérés dans le cadre des ressources existantes de Transports Canada.

Conformité et application

Le contrôle et l'évaluation de la conformité seront assurés par Transports Canada par le biais des mesures existantes, notamment les inspections et l'examen des plans d'intervention des OI ainsi que des plans de prévention et d'urgence des exploitants d'IMH.

La non-conformité au règlement proposé serait traitée par les mesures existantes. Actuellement, diverses exigences imposées aux OI et aux IMH en vertu de la LMMC 2001 et certaines exigences imposées aux exploitants d'IMH en vertu du *Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires et les avis (LMMC 2001)* et sont soumises à des sanctions administratives pécuniaires pouvant atteindre 250 000 \$ par violation. Le règlement proposé permettrait en outre d'administrer les sanctions administratives pécuniaires en cas de non-respect des obligations de mettre à jour et de soumettre un plan d'intervention actualisé, ainsi que de notifier Transports Canada lorsque les OI interviennent sur un incident qui pourrait affecter leur capacité à intervenir sur un autre incident de pollution par les hydrocarbures pour lequel ils sont certifiés. La procédure d'administration d'une sanction administrative pécuniaire pour violation de ces exigences serait la même que pour les violations existantes.

Les OI seraient tenus de démontrer leur conformité au règlement proposé comme condition d'obtention de la certification. Transports Canada collaborerait avec l'OI pour tenter de résoudre tout problème ou préoccupation soulevés au cours du processus de certification. Le ministre des Transports conserverait également le pouvoir de suspendre ou d'annuler le certificat d'un OI. Toutefois, cette mesure serait réservée aux cas très graves de non-conformité, lorsque l'OI n'a pas démontré de manière adéquate qu'il souhaitait ou pouvait se mettre en conformité avec le règlement proposé.

Service standards

The current 90-day service standard for TC to review an RO's response plan after it is submitted would remain the same. An OHF operator's prevention and emergency plans are not required to be approved by the Minister; therefore, no service standard applies to the review of their plans.

Contact

Manager
Environmental Response Regulations
Oceans Protection Plan
Transport Canada
Place de Ville, Tower C, 9th Floor
330 Sparks Street
Ottawa, Ontario
K1A 0N5
Email: EnvResRegs-RegsIntEnv@tc.gc.ca

Normes de service

La norme de service actuelle de 90 jours pour l'examen par Transports Canada du plan d'intervention d'un OI après sa soumission resterait inchangée. Les plans de prévention et d'urgence des exploitants d'IMH n'ont pas à être approuvés par le ministre; par conséquent, aucune norme de service ne s'applique à l'examen de ces plans.

Personne-ressource

Gestionnaire
Règlement sur l'intervention environnementale
Plan de protection des océans
Transports Canada
Place de Ville, tour C, 9^e étage
330, rue Sparks
Ottawa (Ontario)
K1A 0N5
Courriel : EnvResRegs-RegsIntEnv@tc.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council, under paragraphs 35(1)(d)^a, (e)^b and (f)^b, subsection 182(1)^c and paragraphs 244(f)^d and (h)^e of the *Canada Shipping Act, 2001*^f, proposes to make the annexed *Regulations Amending and Repealing Certain Regulations Made Under the Canada Shipping Act, 2001 (Environmental Response)*.

Interested persons may make representations concerning the proposed Regulations within 75 days after the date of publication of this notice. They are strongly encouraged to use the online commenting feature that is available on the *Canada Gazette* website but if they use email, mail or any other means, the representations should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be addressed to Manager, Environmental Response Regulations, Oceans Protection Plan, Department of Transport, Place de Ville, Tower C, 9th Floor, 330 Sparks Street, Ottawa, Ontario, K1A 0N5 (email: EnvResRegs-RegsIntEnv@tc.gc.ca).

Ottawa, June 13, 2024

Wendy Nixon
Assistant Clerk of the Privy Council

^a S.C. 2023, c. 26, s. 360(1)
^b S.C. 2019, c. 1, s. 141
^c S.C. 2014, c. 29, s. 69
^d S.C. 2014, c. 29, s. 75(1)
^e S.C. 2018, c. 27, s. 709
^f S.C. 2001, c. 26

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que la gouverneure en conseil, en vertu des alinéas 35(1)d)^a, e)^b et f)^b, du paragraphe 182(1)^c et des alinéas 244f)^d et h)^e de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*^f, se propose de prendre le *Règlement modifiant et abrogeant certains règlements pris en vertu de la Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada (intervention environnementale)*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de règlement dans les soixante-quinze jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont fortement encouragés à le faire au moyen de l'outil en ligne disponible à cet effet sur le site Web de la *Gazette du Canada*. S'ils choisissent plutôt de présenter leurs observations par courriel, par la poste ou par tout autre moyen, ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication du présent avis, et d'envoyer le tout au gestionnaire, Règlement sur l'intervention environnementale, Plan de protection des océans, ministère des Transports, Place de Ville, tour C, 330, rue Sparks, 9^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0N5 (courriel : EnvResRegs-RegsIntEnv@tc.gc.ca).

Ottawa, le 13 juin 2024

La greffière adjointe du Conseil privé
Wendy Nixon

^a L.C. 2023, ch. 26, par. 360(1)
^b L.C. 2019, ch. 1, art. 141
^c L.C. 2014, ch. 29, art. 69
^d L.C. 2014, ch. 29, par. 75(1)
^e L.C. 2018, ch. 27, art. 709
^f L.C. 2001, ch. 26

Regulations Amending and Repealing Certain Regulations Made Under the Canada Shipping Act, 2001 (Environmental Response)

Environmental Response Regulations

1 Section 1 of the *Environmental Response Regulations*¹ is amended by adding the following in alphabetical order:

designated port means a port described in Part 1 of Schedule 1. (*port désigné*)

enhanced response area means a marine region described in Part 3 of Schedule 1. (*secteur d'intervention intensive*)

geographic area means the area in respect of which a response organization is certified under subsection 169(1) of the Act. (*zone géographique*)

operating environment means sheltered waters, unsheltered waters or a shoreline. (*milieu d'utilisation*)

primary area of response means a marine region described in Part 2 of Schedule 1. (*secteur primaire d'intervention*)

recovered materials means oil waste and oily-water waste in either liquid or solid form recovered during a response. (*matières récupérées*)

sheltered waters means waters where on-water recovery operations for discharged oil can be carried out effectively without significant disruption by environmental conditions. (*eaux abritées*)

treat means to take measures, in a manner that has the least detrimental impact possible on the environment, for the purpose of restoring, to the extent possible, an operating environment in which an oil pollution incident has occurred to its condition before the incident. (*traiter*)

unsheltered waters means waters where on-water recovery operations for discharged oil may be significantly disrupted by environmental conditions. (*eaux ouvertes*)

Règlement modifiant et abrogeant certains règlements pris en vertu de la Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada (intervention environnementale)

Règlement sur l'intervention environnementale

1 L'article 1 du *Règlement sur l'intervention environnementale*¹ est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

eaux abritées Étendues d'eaux où les opérations à la surface de l'eau de récupération d'hydrocarbures rejetés peuvent être menées avec efficacité sans être considérablement perturbées par les conditions environnementales. (*sheltered waters*)

eaux ouvertes Étendues d'eaux où les opérations à la surface de l'eau de récupération d'hydrocarbures rejetés peuvent être considérablement perturbées par les conditions environnementales. (*unsheltered waters*)

matières récupérées Déchets d'hydrocarbures et d'eau huileuse sous forme liquide ou solide récupérés dans le cadre d'une intervention. (*recovered materials*)

milieu d'utilisation Vise les eaux abritées, les eaux ouvertes ou, selon le cas, la rive ou le rivage. (*operating environment*)

port désigné Port décrit à la partie 1 de l'annexe 1. (*designated port*)

secteur d'intervention intensive Région maritime décrite à la partie 3 de l'annexe 1. (*enhanced response area*)

secteur primaire d'intervention Région maritime décrite à la partie 2 de l'annexe 1. (*primary area of response*)

traiter Prendre des mesures de manière à réduire au minimum l'impact sur l'environnement et en vue de restaurer, dans la mesure du possible, un milieu d'utilisation à l'état qu'il avait avant que survienne l'événement de pollution par les hydrocarbures. (*treat*)

zone géographique Zone à l'égard de laquelle un organisme d'intervention est agréé en vertu du paragraphe 169(1) de la Loi. (*geographic area*)

¹ SOR/2019-252

¹ DORS/2019-252

2 The portion of section 5 of the Regulations before the table is replaced by the following:

Classes

5 For the purposes of sections 167.1 to 167.4 and subsections 168(1) and 168.01(1) of the Act, classes of oil handling facilities at which operations are carried out in relation to the loading or unloading of oil to or from a vessel referred to in section 2 are established according to their actual oil transfer rate, as set out in the following table:

3 Section 6 of the Regulations is replaced by the following:

Exception

6 Paragraph 168(1)(a) and subparagraph 168(1)(b)(ii) of the Act and the requirement set out at subparagraph 168(1)(b)(iii) of the Act to identify every person who is authorized to implement the arrangement referred to in paragraph 168(1)(a) do not apply in respect of oil handling facilities that are located north of latitude 60° N.

4 Section 9 of the Regulations and the heading before it are replaced by the following:

Notification of Proposed Change to Operations

Time limit – section 168.01 of the Act

9 For the purposes of section 168.01 of the Act, if the proposed change is to decrease the oil handling facility's transfer rate, the time to notify the Minister of the proposed change may be of any period of less than 180 days that the Minister may specify.

5 (1) The portion of subparagraph 11(1)(b)(i) of the Regulations before clause (A) is replaced by the following:

(i) in the case of a facility of a class set out in column 1 of the table to section 5, describes the procedures to be followed to respond to a discharge of a quantity of that oil product of at least

(2) Subparagraph 11(1)(b)(ii) of the French version of the Regulations is replaced by the following:

(ii) s'agissant d'une installation située au nord du 60° parallèle de latitude nord, une description de la procédure d'intervention à suivre pour répondre à un rejet d'hydrocarbures de la quantité totale du produit d'hydrocarbures qui pourrait être chargée sur un bâtiment ou déchargée à partir de celui-ci, jusqu'à un maximum de 10 000 tonnes métriques,

2 Le passage de l'article 5 du même règlement précédant le tableau est remplacé par ce qui suit :

Catégories

5 Pour l'application des articles 167.1 à 167.4 et des paragraphes 168(1) et 168.01(1) de la Loi, les catégories d'installations de manutention d'hydrocarbures où ont lieu des activités liées au chargement ou au déchargement d'hydrocarbures sur un bâtiment visé à l'article 2 ou à partir de celui-ci sont celles indiquées dans le tableau ci-après selon leur taux réel de transbordement d'hydrocarbures :

3 L'article 6 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Exception

6 L'alinéa 168(1)a) et le sous-alinéa 168(1)b)(ii) de la Loi et l'exigence, prévue au sous-alinéa 168(1)b)(iii) de la Loi, d'identifier toute personne qui est autorisée à mettre à exécution l'entente visée à l'alinéa 168(1)a) ne s'appliquent pas à l'égard des installations de manutention d'hydrocarbures situées au nord du 60° parallèle de latitude nord.

4 L'article 9 du même règlement et l'intertitre le précédant sont remplacés par ce qui suit :

Notification de changements proposés aux activités

Délai – article 168.01 de la Loi

9 Pour l'application de l'article 168.01 de la Loi, dans le cas où le changement proposé est la diminution du taux de transbordement d'hydrocarbures de l'installation de manutention d'hydrocarbures, la durée du délai, que le ministre peut préciser, pour l'aviser du changement proposé peut être inférieure à cent quatre-vingts jours.

5 (1) Le passage du sous-alinéa 11(1)b)(i) du même règlement précédant la division (A) est remplacé par ce qui suit :

(i) s'agissant d'une installation dont la catégorie figure à la colonne 1 du tableau de l'article 5, une description de la procédure d'intervention à suivre pour répondre à un rejet d'une quantité du produit d'hydrocarbures d'au moins :

(2) Le sous-alinéa 11(1)b)(ii) de la version française du même règlement est remplacé par ce qui suit :

(ii) s'agissant d'une installation située au nord du 60° parallèle de latitude nord, une description de la procédure d'intervention à suivre pour répondre à un rejet d'hydrocarbures de la quantité totale du produit d'hydrocarbures qui pourrait être chargée sur un bâtiment ou déchargée à partir de celui-ci, jusqu'à un maximum de 10 000 tonnes métriques,

(3) Clause 11(1)(b)(iv)(B) of the Regulations is replaced by the following:

(B) the types of vessels in each class referred to in section 2 to or from which the oil product is loaded or unloaded,

(4) The portion of paragraph 11(1)(c) of the Regulations before subparagraph (i) is replaced by the following:

(c) the activities to be carried out in the event of an oil pollution incident, the order in which and the time within which those activities are to be carried out and the position of the persons responsible for carrying them out, taking into account the following priorities:

(5) Paragraphs 11(1)(f) and (g) of the Regulations are replaced by the following:

(f) the position of the persons who are authorized and responsible for ensuring that the response to an oil pollution incident is immediate, effective and sustained;

(6) Paragraphs 11(1)(h) and (i) of the Regulations are replaced by the following:

(h) a description of the training provided or to be provided to the oil handling facility's personnel or other persons in preparation for the responsibilities that they may be requested to undertake in response to an oil pollution incident, including the frequency of the training;

(i) a description of an oil pollution incident simulation exercise program that is used to evaluate the effectiveness of the procedures, equipment and resources set out in the plan and that is coordinated with the Minister and, where possible, with the persons, entities or vessels who would be involved in an incident or who may be requested to respond in the event of an incident;

(i.1) a schedule for implementing the exercise program;

(7) Subsection 11(3) of the Regulations is replaced by the following:**Notification – exercise**

(3) The operator must submit a written description of any exercise referred to in paragraph (1)(i), other than a notification exercise, to the Minister at least 30 days before the day on which it conducts the exercise.

(3) La division 11(1)b)(iv)(B) du même règlement est remplacée par ce qui suit :

(B) le type de bâtiments, parmi ceux d'une catégorie visée à l'article 2, sur lesquels ou à partir desquels le produit d'hydrocarbure est chargé ou déchargé,

(4) Le passage de l'alinéa 11(1)c) du même règlement précédant le sous-alinéa (i) est remplacé par ce qui suit :

c) les activités qui devront être entreprises en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures et, compte tenu des priorités ci-après, l'ordre dans lequel elles seront entreprises et le temps prévu pour chacune d'entre elles, ainsi que le poste des personnes chargées de les entreprendre :

(5) Les alinéas 11(1)f) et g) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

f) le poste des personnes qui ont l'autorisation et la responsabilité de veiller à ce que l'intervention en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures soit immédiate, efficace et soutenue;

(6) Les alinéas 11(1)h) et i) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

h) une description et la fréquence de la formation qui a été ou sera offerte au personnel de l'installation de manutention d'hydrocarbures ou à d'autres personnes, en vue de les préparer au rôle qu'ils pourraient être appelés à jouer en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures;

i) une description d'un programme d'exercices simulant des événements de pollution par les hydrocarbures, lequel vise à vérifier l'efficacité des procédures, de l'équipement et des ressources indiqués dans le plan et lequel est coordonné avec le ministre et, dans la mesure du possible, avec les personnes, les entités et les bâtiments qui seraient impliqués en cas d'un événement de pollution par les hydrocarbures ou qui pourraient être appelés à intervenir dans un tel cas;

i.1) un calendrier de mise en œuvre du programme d'exercices;

(7) Le paragraphe 11(3) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**Notification – exercice**

(3) L'exploitant présente au ministre une description écrite de tout exercice visé à l'alinéa (1)i), à l'exception d'un exercice de notification, au moins trente jours avant la tenue de l'exercice.

6 Subsections 12(1) to (3) of the Regulations are replaced by the following:**Annual review**

12 (1) The operator of an oil handling facility must annually review and, if necessary, update the oil pollution prevention plan and the oil pollution emergency plan.

Notice

(1.1) The operator must notify the Minister in writing as soon as feasible if there is no update to the plans.

Review and submission – events

(2) The operator must also review the oil pollution prevention plan and the oil pollution emergency plan each time either of the following events occur and, if necessary, update those plans and submit the up-to-date plans to the Minister no later than 90 days after the day on which the event occurred:

(a) the identification of a deficiency in either of the plans after an oil pollution incident or an oil pollution simulation exercise; and

(b) any change in the business practices, policies or operational procedures of the facility that could affect the loading or unloading of oil to or from a vessel.

Submission of updates to Minister

(3) If the operator updates either plan under subsection (1), the operator must submit the up-to-date plan to the Minister no later than one year after the day on which it submits the initial plan, the most recent annual update or the most recent notice to the Minister under subsection (1.1), as the case may be.

7 The portion of subsection 13(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**Procedures**

13 (1) For the purposes of paragraph 168(1)(e) of the Act, the operator of an oil handling facility must establish and implement procedures that include

6 Les paragraphes 12(1) à (3) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**Révision annuelle**

12 (1) L'exploitant d'une installation de manutention d'hydrocarbures révisé chaque année le plan de prévention de la pollution par les hydrocarbures et le plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures et, au besoin, les met à jour.

Avis

(1.1) L'exploitant avise le ministre dès que possible et par écrit s'il n'y a aucune modification aux plans.

Révision et présentation – événements

(2) L'exploitant révisé également le plan de prévention de la pollution par les hydrocarbures et le plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures chaque fois que l'un des événements ci-après survient et, au besoin, les met à jour et les présente au ministre au plus tard quatre-vingt-dix jours après la survenance de l'événement :

a) la découverte d'une lacune dans l'un des plans à la suite d'un événement de pollution par les hydrocarbures ou d'un exercice de simulation d'un tel événement;

b) tout changement dans les pratiques commerciales, les politiques ou les méthodes d'exploitation de l'installation qui pourrait avoir une incidence sur le chargement d'hydrocarbures sur un bâtiment ou le déchargement à partir de celui-ci.

Présentation des mises à jour au ministre

(3) L'exploitant qui, en application du paragraphe (1), met à jour l'un des plans visés à ce paragraphe le présente au ministre au plus tard un an après la date de sa première présentation, de sa dernière mise à jour annuelle ou de son dernier avis donné au ministre en application du paragraphe (1.1), selon le cas.

7 Le passage du paragraphe 13(1) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**Procédure**

13 (1) Pour l'application de l'alinéa 168(1)(e) de la Loi, l'exploitant d'une installation de manutention d'hydrocarbures établit et met en œuvre une procédure qui prévoit notamment :

8 Part 3 of the Regulations is replaced by the following:

Records and Reports

Training record

14 (1) The operator of an oil handling facility must keep a training record for each person who received training referred to in paragraphs 10(k) or 11(1)(h), including the name of the person, title of the training and date when the training was received.

Retention and Ministerial access

(2) The operator must retain the training record for a period of at least three years after the date of the training or, if the training is valid for more than three years, until the date that the validity period ends. The operator must make the record available to the Minister upon request.

Exercise report

15 The operator of an oil handling facility must submit a report to the Minister within 90 days after the day on which it conducts an exercise under paragraph 11(1)(i). The exercise report must include the following information:

- (a)** the date the exercise was conducted;
- (b)** a description of the simulation;
- (c)** a description of the objectives of the exercise, the means used to meet the objectives and an indication of whether the objectives were met; and
- (d)** any deficiencies that were identified, a description of the actions that are planned to address those deficiencies and any possible improvements that could be made to the oil pollution emergency plan or to future exercises.

Oil pollution incident report

16 (1) The operator of an oil handling facility must make a report setting out the causes and contributing factors of every oil pollution incident and the actions that are needed to reduce the risk of reoccurrence.

Submission of report

(2) The operator must submit the report to the Minister within 90 days after the day on which the oil pollution incident occurs.

8 La partie 3 du même règlement est remplacée par ce qui suit :

Dossiers et rapports

Dossier de formation

14 (1) L'exploitant d'une installation de manutention d'hydrocarbures conserve, pour chaque personne ayant suivi une formation visée aux alinéas 10k) ou 11(1)h), un dossier de formation qui comprend le nom de la personne, le titre de la formation et la date à laquelle elle a été suivie.

Conservation et accès ministériel

(2) L'exploitant conserve le dossier de formation pendant au moins trois ans après la date de la formation ou, si la formation est valide pour plus de trois ans, jusqu'à la date d'expiration de sa période de validité, et le met à la disposition du ministre, sur demande.

Rapport d'exercice

15 L'exploitant d'une installation de manutention d'hydrocarbures présente au ministre, dans les quatre-vingt-dix jours après la date d'un exercice visé l'alinéa 11(1)i), un rapport d'exercice dans lequel il consigne notamment :

- a)** la date à laquelle l'exercice a eu lieu;
- b)** une description de la simulation;
- c)** une description des objectifs et des moyens utilisés pour les atteindre, et une mention indiquant s'ils ont été atteints;
- d)** les lacunes relevées, s'il y en a, la description des mesures prévues pour les corriger et toute amélioration possible au plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures ou aux exercices subséquents.

Rapport d'événement de pollution par les hydrocarbures

16 (1) L'exploitant d'une installation de manutention d'hydrocarbures crée un rapport indiquant les causes et les facteurs contributifs de chaque événement de pollution par les hydrocarbures et les mesures à prendre pour réduire le risque qu'un tel événement ne se reproduise.

Présentation du rapport

(2) L'exploitant présente le rapport au ministre dans les quatre-vingt-dix jours après la date de l'événement de pollution par les hydrocarbures.

9 The Regulations are amended by adding the following after section 16:

PART 3

Response Organizations

Response Capacity and Response Plan

Quantity of oil

17 For the purposes of subsection 169(1) of the Act, the prescribed quantity of oil is 10,000 tonnes.

Content – response plan

18 (1) A response organization must include the following in its response plan:

- (a)** the response organization's name and address;
- (b)** a description of its geographic area and an indication of the designated ports, the primary areas of response and any enhanced response areas in the geographic area;
- (c)** the name and position of each member of its permanent personnel who has duties and responsibilities in the event of an oil pollution incident;
- (d)** a list of the contractors contracted by the response organization to respond in the event of an oil pollution incident as well as a description of their responsibilities in the event of such an incident, and, if applicable, the number of each contractor's employees that may be requested to respond at the location affected by the incident;
- (e)** the procedures to be followed for notifying personnel and contractors;
- (f)** a list of the vessels that are not owned by the response organization that may be used to support its response to an oil pollution incident as well as the function of each vessel during response operations;
- (g)** the procedures to be followed for treatment in its geographic area in response to an oil pollution incident;
- (h)** the procedures to be followed to obtain any approval from a governmental authority required in respect of the measures to be taken for the activities referred to in paragraphs 22(a) to (g);
- (i)** a list of the types and quantity of equipment required to treat 150 tonnes of discharged oil in each designated port in its geographic area — by estimating that the oil

9 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 16, de ce qui suit :

PARTIE 3

Organismes d'intervention

Capacité d'intervention et plans d'intervention

Quantité d'hydrocarbures

17 Pour l'application du paragraphe 169(1) de la Loi, la quantité d'hydrocarbures visée est de 10 000 tonnes métriques.

Contenu — plan d'intervention

18 (1) Le plan d'intervention de l'organisme d'intervention contient les renseignements et les éléments suivants :

- a)** le nom et l'adresse de l'organisme d'intervention;
- b)** une description de sa zone géographique et une indication des ports désignés, des secteurs primaires d'intervention et de tout secteur d'intervention intensive qui y sont situés;
- c)** le nom et le poste de chaque membre de son personnel embauché de façon permanente qui a des devoirs et des responsabilités en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures;
- d)** la liste des entrepreneurs qui s'engagent envers lui pour intervenir dans le cas d'un événement de pollution par les hydrocarbures, une description de leur rôle en cas d'un tel événement et, le cas échéant, le nombre de leurs employés qui pourraient être appelés à intervenir sur les lieux touchés par l'événement;
- e)** la procédure à suivre pour aviser le personnel et les entrepreneurs;
- f)** la liste des bâtiments ne lui appartenant pas qui peuvent être utilisés pour l'appuyer dans ses opérations d'intervention lors d'un événement de pollution par les hydrocarbures et l'utilisation qui en sera faite pendant les opérations d'intervention;
- g)** la procédure à suivre pour le traitement de sa zone géographique en réponse à un événement de pollution par les hydrocarbures;
- h)** la procédure à suivre pour l'obtention de toute autorisation nécessaire d'une autorité administrative à l'égard des mesures à prendre pour les activités visées aux alinéas 22a) à g);
- i)** la liste du genre et de la quantité d'équipement nécessaire pour être en mesure de traiter, à chaque port

will be allocated according to the percentages for the applicable port set out in column 1 of Part 1 of Schedule 2 — as well as an indication of the operating environments and types of oil for which the equipment will be used;

(j) a list of the types and quantity of equipment required for on-water containment and on-water recovery and storage of recovered materials, as well as the site where that equipment is stored and the operating environments and types of oil for which the equipment will be used;

(k) a list of the types and quantity of equipment required for bird hazing;

(l) the capacity of each item of equipment used for on-water recovery and storage, and of each type of equipment used for on-water containment, determined in accordance with the *Environmental Response Standards*, TP 14909, published by the Department of Transport, as amended from time to time, if applicable;

(m) a description, by role, of the training required for any person who may be requested to respond to an oil pollution incident, including the frequency of the training;

(n) a description of its exercise program, referred to in section 26, and the schedule established under subsection 27(1);

(o) the measures to be taken by the response organization, in accordance with the applicable federal and provincial regulations, to protect the health and safety of any person who may be requested to respond to an oil pollution incident;

(p) its daily hours of operation in the event of a response to an oil pollution incident and how it will allocate its time within those hours to treat its geographic area, including the number of hours dedicated to on-water recovery operations;

(q) a description of how it divides its entire geographic area into smaller areas;

(r) a list of any plans respecting its geographic area that have been considered in developing the response plan; and

(s) a declaration that the equipment and resources referred to in the response plan are available to the response organization and that the response organization is capable of implementing the procedures included in the response plan.

désigné situé dans sa zone géographique, le rejet de 150 tonnes métriques d'hydrocarbures — en estimant que les hydrocarbures seront répartis selon les pourcentages indiqués à l'égard du port applicable qui figure à la colonne 1 de la partie 1 de l'annexe 2 — ainsi qu'une mention indiquant le milieu d'utilisation de l'équipement et le type d'hydrocarbures pour lequel il sera utilisé;

j) la liste du genre et de la quantité d'équipement nécessaire pour le confinement et la récupération à la surface de l'eau et l'entreposage des matières récupérées, ainsi qu'une mention indiquant l'endroit où l'équipement est entreposé, le milieu d'utilisation de celui-ci et le type d'hydrocarbures pour lequel il sera utilisé;

k) la liste du genre et de la quantité d'équipement nécessaire pour l'effarouchement des oiseaux;

l) la capacité de chaque pièce d'équipement de récupération à la surface de l'eau et d'entreposage, et de chaque genre d'équipement de confinement à la surface de l'eau, déterminée, le cas échéant, conformément au document intitulé *Normes d'intervention environnementale*, TP 14909, publié par le ministère des Transports, avec ses modifications successives;

m) une description et la fréquence de la formation nécessaire, selon le rôle, pour les personnes qui pourraient être appelées à intervenir en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures;

n) la description du programme d'exercices de l'organisme d'intervention, visé à l'article 26, et le calendrier qui celui-ci établit en application du paragraphe 27(1);

o) les mesures à prendre par l'organisme d'intervention, conformément aux règlements fédéraux et provinciaux applicables, pour protéger la santé et assurer la sécurité de toute personne appelée à intervenir en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures;

p) ses heures quotidiennes de service lors d'une intervention en réponse à un événement de pollution par les hydrocarbures et la façon dont elles seront réparties pour traiter sa zone géographique, notamment le nombre d'heures consacrées aux opérations de récupération à la surface de l'eau;

q) la description de la façon dont il divise la totalité de sa zone géographique en plus petites zones;

r) une liste de tout plan à l'égard de sa zone géographique qui a été pris en considération dans l'élaboration du plan d'intervention;

s) une déclaration attestant que l'équipement et les ressources visés par le plan d'intervention sont à sa disposition et qu'il est en mesure de mettre en œuvre les procédures que contient celui-ci.

Contingency plan

(2) A response organization's response plan must take into account any plan issued by the Canadian Coast Guard for its geographic area regarding oil pollution incidents.

Content – area response plan

19 A response organization's response plan for a smaller area referred to in paragraph 18(1)(q) must include the following:

- (a)** a description of the smaller area, including its operating environments and geographical boundaries;
- (b)** the types of vessels in each class described in section 2, any designated ports and the oil handling facilities located in the smaller area and the types of oil transported within that area;
- (c)** the site where the equipment and resources necessary to treat the smaller area are located and the time required for the equipment and resources to be deployed or delivered to that area;
- (d)** the list of contractors and vessels, referred to in paragraphs 18(1)(d) and (f), respectively, that may be requested to respond within the smaller area; and
- (e)** a description of the areas of environmental sensitivities identified by the response organization within the smaller area, including shoreline types, and the measures to be taken for their treatment.

Response Plan Reviews and Updates**Annual review**

20 (1) A response organization must annually review and, if necessary, update the response plan referred to in section 18.

Notice

(2) The response organization must notify the Minister in writing as soon as feasible if there is no update to the response plan.

Review and submission – events

(3) The response organization must also review the response plan each time either of the following events occur and, if necessary, update the plan and submit the up-to-date plan to the Minister no later than 45 days after the day on which the event occurred:

- (a)** the identification of a deficiency in the response plan after an oil pollution incident or an oil pollution incident simulation exercise; and

Plan d'intervention d'urgence

(2) Le plan d'intervention tient compte de tout plan préparé par la Garde côtière canadienne concernant des événements de pollution par les hydrocarbures pour la zone géographique de l'organisme d'intervention.

Contenu – plans d'intervention par zone

19 Le plan d'intervention à l'égard d'une des petites zones visées à l'alinéa 18(1)q) contient les renseignements et les éléments suivants :

- a)** la description de la petite zone, notamment de ses milieux d'utilisation, et ses limites géographiques;
- b)** le type de bâtiments, parmi ceux d'une catégorie visée à l'article 2, les ports désignés et les installations de manutention d'hydrocarbures qui s'y trouvent et les types d'hydrocarbures qui y sont transportés;
- c)** l'endroit d'où proviennent l'équipement et les ressources nécessaires au traitement de cette zone et le temps qui sera nécessaire pour leur déploiement à l'intérieur de celle-ci ou leur livraison à celle-ci;
- d)** la liste des entrepreneurs et des bâtiments visés respectivement aux alinéas 18(1)d) et f) qui pourraient être appelés à intervenir dans la petite zone;
- e)** une description des milieux sensibles dans la petite zone identifiés par l'organisme d'intervention, y compris les types de littoraux qui s'y trouvent, et les mesures à prendre pour leur traitement.

Révision et mise à jour du plan d'intervention**Révision annuelle**

20 (1) L'organisme d'intervention révisé chaque année le plan d'intervention visé à l'article 18 et, au besoin, le met à jour.

Avis

(2) L'organisme d'intervention avise le ministre dès que possible et par écrit s'il n'y a aucune modification au plan.

Révision et présentation – événements

(3) L'organisme d'intervention révisé également le plan d'intervention chaque fois que l'un des événements ci-après survient et, au besoin, le met à jour et le présente au ministre au plus tard quarante-cinq jours après la date de survenance de l'événement :

- a)** la découverte d'une lacune dans le plan à la suite d'un événement de pollution par les hydrocarbures ou d'un exercice simulant un événement de pollution par les hydrocarbures;

(b) any change to the information referred to in any of paragraphs 18(1)(i), (j) and (p) or any other change to the response organization's operations that requires an increase in the quantity of equipment or resources.

Submission of updates to Minister

(4) If the response organization updates the response plan under subsection (1), the response organization must submit the up-to-date plan to the Minister no later than one year after the day it submits its most recent annual update or it submits the most recent notice to the Minister under subsection (2), as the case may be.

Records

21 (1) A response organization must keep a record of the date and the results of each review of the response plan referred to in section 18, including any updates to the response plan.

Retention and submission

(2) The response organization must retain the information in the record for a period of three years that begins after the day on which the information is recorded and must submit the record to the Minister with the response plan updated under subsection 20(1) or the notice referred to in subsection 20(2).

Procedures, Equipment and Resources

Procedures – general

22 The procedures referred to in paragraph 18(1)(g) include the following measures to be taken to

- (a)** provide on-water containment and on-water recovery;
- (b)** treat and protect areas of environmental sensitivities;
- (c)** treat the different shoreline types;
- (d)** ensure a simultaneous response in all affected operating environments;
- (e)** store recovered materials;
- (f)** haze birds from the location of the oil pollution incident and support wildlife rehabilitation activities of other entities;
- (g)** recover submerged oil;
- (h)** provide equipment and resources to the persons managing the response operation;
- (i)** coordinate response operations with the Canadian Coast Guard and federal, provincial and other bodies

b) toute modification des renseignements visés à l'un des alinéas 18(1)i), j) et p) ou toute autre modification de ses opérations qui requiert une augmentation de la quantité d'équipement ou de ressources.

Présentation des mises à jour au ministre

(4) L'organisme d'intervention qui met le plan d'intervention à jour en application du paragraphe (1) le présente au ministre au plus tard un an après la date de délivrance de son agrément ou après la date de présentation de sa dernière mise à jour annuelle ou de son dernier avis donné au ministre en application du paragraphe (2), selon le cas.

Registre

21 (1) L'organisme d'intervention tient un registre dans lequel il consigne les dates de révision du plan d'intervention visé à l'article 18, le résultat de chacune de ces révisions et, le cas échéant, toute mise à jour.

Conservation et présentation

(2) L'organisme d'intervention conserve les renseignements contenus dans le registre pendant trois ans après la date de leur consignation et présente le registre au ministre conjointement avec le plan d'intervention mis à jour en application du paragraphe 20(1) ou avec l'avis visé au paragraphe 20(2).

Procédure, équipement et ressources

Procédure – généralités

22 La procédure visée à l'alinéa 18(1)g) prévoit, notamment, les mesures à prendre pour assurer :

- a)** le confinement et la récupération à la surface de l'eau;
- b)** le traitement et la protection des milieux sensibles;
- c)** le traitement des différents types de littoraux;
- d)** l'intervention simultanée dans les milieux d'utilisation touchés;
- e)** l'entreposage des matières récupérées;
- f)** l'effarouchement des oiseaux du lieu touché par l'événement de pollution par les hydrocarbures et l'appui des activités menées par d'autres organismes en vue de la réhabilitation d'espèces sauvages;
- g)** la récupération d'hydrocarbures submergés;
- h)** la fourniture de l'équipement et des ressources aux personnes qui dirigent l'intervention;
- i)** la coordination des opérations d'intervention avec les activités de la Garde côtière canadienne et des

responsible for, or involved in, the protection of the environment;

(j) treat at least 500 m of shoreline in a day;

(k) mobilize the equipment and resources of the response organization within two hours of a request made by a vessel or oil handling facility under an arrangement referred to in paragraph 167(1)(a) or 168(1)(a) of the Act or by the Canadian Coast Guard; and

(l) ensure that, in the case of on-water recovery operations for discharged oil in unsheltered waters, the equipment can be safely operated in Beaufort Force 4 conditions.

Procedures – daily capacities

23 (1) The procedures referred to in paragraph 18(1)(g) must set out, for an oil pollution incident of 150 tonnes, 1,000 tonnes, 2,500 tonnes and 10,000 tonnes of oil, the following daily capacities:

(a) the daily capacity of primary storage and of resources and equipment for containment and recovery necessary to recover on water — from the sheltered waters and unsheltered waters of the applicable port or marine region set out in column 1 of Parts 1 to 3 of Schedule 2 — the corresponding percentage of oil set out in columns 3 and 4 of that schedule within 10 days after the day on which the resources and equipment are deployed to or delivered in the affected operating environment;

(b) the daily capacity of primary storage and of resources and equipment for containment and recovery necessary to recover on water — from the applicable port or marine region set out in column 1 of Parts 1 to 3 of Schedule 2 — 10% of the corresponding percentage of oil set out in column 2, within 50 days after the day on which the resources and equipment are deployed to or delivered in the affected operating environment; and

(c) the daily capacity of the secondary storage necessary to recover, from the surface of the waters referred to in paragraphs (a) and (b), double the capacity of primary storage referred to in each of those paragraphs.

organismes fédéraux, provinciaux ou autres qui jouent un rôle dans la protection de l'environnement;

j) le traitement d'au moins 500 m de rive ou de rivage par jour;

k) la mobilisation de l'équipement et des ressources de l'organisme d'intervention dans les deux heures suivant une demande d'intervention faite par un bâtiment ou par l'exploitant d'une installation de manutention d'hydrocarbures en application d'une entente visée aux alinéas 167(1)a) ou 168(1)a) de la Loi ou faite par la Garde côtière canadienne;

l) dans le cas d'opérations à la surface de l'eau de récupération d'hydrocarbures rejetés en eaux ouvertes, que l'équipement puisse être utilisé en toute sécurité dans les conditions de la Force 4 de l'échelle de Beaufort.

Procédure – capacité quotidienne

23 (1) La procédure visée à l'alinéa 18(1)g) prévoit, pour les événements de pollution par les hydrocarbures de 150 tonnes métriques d'hydrocarbures, de 1 000 tonnes métriques d'hydrocarbures, de 2 500 tonnes métriques d'hydrocarbures et de 10 000 tonnes métriques d'hydrocarbures, les capacités quotidiennes suivantes :

a) la capacité quotidienne d'entreposage primaire et des ressources et de l'équipement de confinement et de récupération nécessaire pour récupérer — à la surface des eaux abritées ou des eaux ouvertes du port ou de la région maritime applicable qui figure à la colonne 1 de la partie applicable de l'annexe 2 — le pourcentage d'hydrocarbures correspondant qui figure aux colonnes 3 et 4 dans les dix jours suivant celui où l'équipement et les ressources sont déployés ou livrés dans les milieux d'utilisation touchés;

b) la capacité quotidienne d'entreposage primaire et des ressources et de l'équipement de confinement et de récupération nécessaire pour récupérer — à la surface de l'eau du port ou de la région maritime applicable qui figure à la colonne 1 de la partie applicable de l'annexe 2 — dix pour cent du pourcentage d'hydrocarbures correspondant qui figure à la colonne 2, dans les cinquante jours suivant celui où l'équipement et les ressources sont déployés ou livrés dans les milieux d'utilisation touchés;

c) la capacité quotidienne d'entreposage secondaire nécessaire pour récupérer, à la surface des eaux visées aux alinéas a) et b), le double de la capacité d'entreposage primaire visée à chacun de ces alinéas.

Interpretation

(2) The following definitions apply in this section.

primary storage means the equipment used to store recovered materials before the recovered materials are transferred to secondary storage. (*entreposage primaire*)

secondary storage means the equipment used to store recovered materials before the recovered materials are transported for final disposal. (*entreposage secondaire*)

Deployment or delivery

24 (1) The procedures referred to in paragraph 18(1)(g) must provide for

(a) the deployment of equipment and resources required to treat 150 tonnes of oil in a designated port to the affected operating environment within 6 hours of a request referred to in paragraph 22(k) having been made;

(b) the deployment of equipment and resources required to treat 1,000 tonnes of oil in a designated port to the affected operating environment within 12 hours of a request referred to in paragraph 22(k) having been made;

(c) the delivery of equipment and resources required to treat 2,500 tonnes of oil in a primary area of response located outside of a designated port or in an enhanced response area to the affected operating environment within 18 hours of a request referred to in paragraph 22(k) having been made;

(d) the delivery of equipment and resources required to treat 10,000 tonnes of oil in a primary area of response located outside of a designated port or in an enhanced response area to the affected operating environment within 72 hours of a request referred to in paragraph 22(k) having been made;

(e) the delivery of equipment and resources required to treat 2,500 tonnes of oil in any other marine region in the geographic area of the response organization, within the time set out in paragraph (c) plus the additional time necessary to travel, at an average travel speed, to the affected operating environment from the nearest primary area of response or enhanced response area; and

(f) the delivery of equipment and resources required to treat 10,000 tonnes of oil in any other marine region in the geographic area of the response organization to the affected operating environment within the time set out in paragraph (d) plus the additional time necessary to travel, at an average travel speed, from the nearest primary area of response or enhanced response area.

Définitions

(2) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent article.

entreposage primaire Vise notamment l'équipement utilisé pour entreposer les matières récupérées avant leur transfert vers l'entreposage secondaire. (*primary storage*)

entreposage secondaire Vise notamment l'équipement utilisé pour entreposer les matières récupérées avant leur transport aux fins d'élimination. (*secondary storage*)

Déploiement ou livraison

24 (1) La procédure visée à l'alinéa 18(1)g prévoit :

a) le déploiement, dans les milieux d'utilisation touchés, de l'équipement et des ressources nécessaires pour traiter 150 tonnes métriques d'hydrocarbures dans un port désigné, dans les six heures suivant la demande d'intervention visée à l'alinéa 22k);

b) le déploiement, dans les milieux d'utilisation touchés, de l'équipement et des ressources nécessaires pour traiter 1 000 tonnes métriques d'hydrocarbures dans un port désigné, dans les douze heures suivant la demande d'intervention visée à l'alinéa 22k);

c) la livraison, aux milieux d'utilisation touchés, de l'équipement et des ressources nécessaires pour traiter 2 500 tonnes métriques d'hydrocarbures dans la partie d'un secteur primaire d'intervention qui se trouve à l'extérieur d'un port désigné ou dans un secteur d'intervention intensive, dans les dix-huit heures suivant la demande d'intervention visée à l'alinéa 22k);

d) la livraison, aux milieux d'utilisation touchés, de l'équipement et des ressources nécessaires pour traiter 10 000 tonnes métriques d'hydrocarbures dans la partie d'un secteur primaire d'intervention qui se trouve à l'extérieur d'un port désigné ou dans un secteur d'intervention intensive, dans les soixante-douze heures suivant la demande d'intervention visée à l'alinéa 22k);

e) la livraison, aux milieux d'utilisation touchés, de l'équipement et des ressources nécessaires pour traiter 2 500 tonnes métriques d'hydrocarbures dans toute autre région maritime située dans la zone géographique de l'organisme d'intervention, dans le délai prévu à l'alinéa c) auquel s'ajoute le temps de déplacement nécessaire, selon la vitesse moyenne de déplacement, pour se rendre aux milieux d'utilisation touchés à partir du secteur primaire d'intervention ou du secteur d'intervention intensive le plus près;

f) la livraison, aux milieux d'utilisation touchés, de l'équipement et des ressources nécessaires pour traiter 10 000 tonnes métriques d'hydrocarbures dans toute autre région maritime située dans la zone géographique

Estimated number of hours

(2) The procedures referred to in paragraph 18(1)(g) must provide the estimated number of hours required for the equipment and resources referred to in subsection (1) to be deployed or delivered to the affected operating environment.

Definition of average travel speed

(3) For the purposes of paragraphs (1)(e) and (f), **average travel speed** means a speed of

- (a)** 6 knots by sea;
- (b)** 65 km/h by land; and
- (c)** 100 knots by air.

Training and Records

Training

25 (1) The training that a response organization must provide under paragraph 171(c) of the Act is training that

- (a)** prepares a person who may be requested to respond to an oil pollution incident to undertake their role in the response; and
- (b)** will be required, as determined by the response organization, for the following classes of persons according to the role that they may be requested to undertake in the event of an oil pollution incident:
 - (i)** the response organization's permanent personnel,
 - (ii)** the response organization's contractors,
 - (iii)** any other persons who may be requested to respond on short notice to an oil pollution incident.

Training record

(2) A response organization must keep a training record for each person referred to in paragraph 18(1)(m), other than a person who may be requested to respond on short notice to an oil pollution incident, including the name and

de l'organisme d'intervention, dans le délai prévu à l'alinéa d) auquel s'ajoute le temps de déplacement nécessaire, selon la vitesse moyenne de déplacement, pour s'y rendre à partir du secteur primaire d'intervention ou du secteur d'intervention intensive le plus près.

Nombre d'heures estimé

(2) La procédure visée à l'alinéa 18(1)g) prévoit le nombre d'heures estimé pour le déploiement ou la livraison de l'équipement et des ressources visés au paragraphe (1) dans les milieux d'utilisation touchés.

Définition de vitesse moyenne de déplacement

(3) Pour l'application des alinéas (1)e) et f), la **vitesse moyenne de déplacement** est :

- a)** une vitesse de 6 nœuds, dans le cas du déplacement par voie maritime;
- b)** une vitesse de 65 km/h, dans le cas du déplacement par voie terrestre;
- c)** une vitesse de 100 nœuds, dans le cas du déplacement par voie aérienne.

Formation et dossiers

Formation

25 (1) La formation que l'organisme d'intervention doit fournir conformément à l'alinéa 171c) de la Loi est celle qui :

- a)** d'une part, vise à préparer les personnes qui pourraient être appelées à intervenir en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures au rôle qu'elles seront appelées à jouer;
- b)** d'autre part, est jugée nécessaire par l'organisme d'intervention pour les catégories de personnes ci-après, selon le rôle qu'elles pourraient être appelées à jouer en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures :
 - (i)** les membres de son personnel embauchés de façon permanente,
 - (ii)** ses entrepreneurs,
 - (iii)** toute autre personne appelée à intervenir à bref délai en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures.

Dossier de formation

(2) L'organisme d'intervention conserve, pour chaque personne visée à l'alinéa 18(1)m), autre qu'une personne appelée à intervenir à bref délai en cas d'événement de pollution par les hydrocarbures, un dossier de formation

position of the person, title of the training and date when the training was received.

Retention and Ministerial access

(3) A response organization must keep the training record for a period of at least three years after the date of the training or, if the training is valid for more than three years, until the date that the validity period ends. The response organization must make the record available to the Minister upon request.

Exercise Program

Type of exercises

26 (1) A response organization's exercise program must include

(a) oil pollution incident simulation exercises, other than notification exercises but including equipment deployment exercises that evaluate the effectiveness of the procedures, equipment and resources set out in the response plan referred to in section 18; and

(b) notification exercises to verify the response organization's ability to notify, as soon as feasible, the personnel referred to in paragraph 18(1)(c) and the contractors referred to in paragraph 18(1)(d) and verify their availability.

Coordination

(2) The oil pollution incident simulation exercises are coordinated with the Minister and, where possible, with the persons, entities or vessels who would be involved in an oil pollution incident or who may be requested to respond to such an incident.

Number of exercises

(3) A response organization must conduct at least

(a) eight oil pollution incident simulation exercises for each primary area of response over a three-year period that begins on the day on which its certificate of designation is issued, including at least one exercise simulating a discharge of each of the following quantities of oil with respect to each primary area of response:

(i) at least 120 tonnes of oil,

(ii) at least 800 tonnes of oil,

(iii) at least 2,000 tonnes of oil,

(iv) subject to subsection (5), at least 8,000 tonnes of oil; and

(b) four notification exercises each year per primary area of response.

qui comprend le nom et le poste de la personne, le titre de la formation et la date à laquelle elle a été suivie.

Conservation et accès ministériel

(3) L'organisme d'intervention conserve le dossier de formation pendant au moins trois ans après la date de la formation ou, si la formation est valide pour plus de trois ans, jusqu'à la date d'expiration de sa période de validité, et le met à la disposition du ministre, sur demande.

Programme d'exercices

Type d'exercices

26 (1) Le programme d'exercices de l'organisme d'intervention prévoit ce qui suit :

a) des exercices simulant des événements de pollution par les hydrocarbures, autres que des exercices de notification, visant à vérifier l'efficacité des procédures, de l'équipement et des ressources indiqués dans le plan d'intervention visé à l'article 18, notamment des exercices de déploiement d'équipement;

b) des exercices de notification visant à vérifier la capacité de l'organisme d'intervention à notifier, dès que possible, le personnel visé à l'alinéa 18(1)c) et les entrepreneurs visés à l'alinéa 18(1)d) et à vérifier leur disponibilité.

Coordination

(2) Les exercices simulant des événements de pollution par les hydrocarbures sont coordonnés avec le ministre et, dans la mesure du possible, avec les personnes, les entités et les bâtiments qui seraient impliqués en cas d'un événement de pollution par les hydrocarbures ou qui pourraient être appelés à intervenir dans un tel cas.

Nombre d'exercices

(3) L'organisme d'intervention effectue au moins :

a) huit exercices simulant des événements de pollution par les hydrocarbures par secteur primaire d'intervention pendant la période de trois ans commençant à la date de délivrance de son agrément, dont au moins un exercice simulant un rejet de chacune des quantités prévues ci-après à l'égard du secteur primaire d'intervention :

(i) au moins 120 tonnes métriques d'hydrocarbures,

(ii) au moins 800 tonnes métriques d'hydrocarbures,

(iii) au moins 2 000 tonnes métriques d'hydrocarbures,

(iv) sous réserve du paragraphe (5), au moins 8 000 tonnes métriques d'hydrocarbures;

Enhanced response area

(4) A response organization must conduct at least one oil pollution incident simulation exercise that simulates a discharge of a quantity of oil equivalent to that described in any of subparagraphs (3)(a)(i) to (iv) with respect to each enhanced response area, if any. The exercise counts towards one of the eight exercises referred to in paragraph (3)(a) for the primary area of response that is nearest to the enhanced response area in respect of which the exercise is conducted.

More than one primary area of response

(5) If a response organization has more than one primary area of response, the exercise referred to in subparagraph (3)(a)(iv) may be conducted only once in its geographic area.

Exercise program schedule

27 (1) A response organization must establish a schedule by primary area of response that specifies the year when it plans to conduct each oil pollution incident simulation exercise.

Changes to schedule

(2) A response organization must not make any changes to the schedule without the approval of the Minister.

Request of Minister

28 A response organization must conduct an oil pollution incident simulation exercise at the request of the Minister. The exercise counts, for the primary area of response that is nearest to the location in respect of which the exercise is conducted, as an exercise referred to in any of subparagraphs 26(3)(a)(i) to (iv) that is with respect to the same quantity of oil as in the exercise conducted at the Minister's request.

Ministerial involvement

29 A response organization must, when it begins developing each oil pollution incident simulation exercise, collaborate with the Minister in the development of the exercise and take into account the Minister's comments.

Amendment or addition of objectives

30 A response organization must amend any objective of or add an objective to an exercise at the request of the Minister.

Stakeholder involvement

31 A response organization must, to the extent possible, involve local Indigenous groups and other local stakeholders in conducting each oil pollution incident simulation exercise.

b) quatre exercices de notification par an par secteur primaire d'intervention.

Secteur d'intervention intensive

(4) L'organisme d'intervention effectue au moins un exercice simulant un événement de pollution par les hydrocarbures dont résulterait le rejet d'une quantité d'hydrocarbures équivalente à celle prévue à l'un des sous-alinéas (3)a)(i) à (iv) à l'égard de chaque secteur d'intervention intensive, s'il y en a; cet exercice est compté comme étant l'un de ceux visés à l'alinéa (3)a) pour le secteur primaire d'intervention le plus près du secteur d'intervention intensive à l'égard duquel l'exercice est effectué.

Plusieurs secteurs primaires d'intervention

(5) Dans le cas d'un organisme d'intervention ayant plusieurs secteurs primaires d'intervention, l'exercice visé au sous-alinéa (3)a)(iv) peut être effectuée une seule fois dans sa zone géographique.

Calendrier de mise en œuvre

27 (1) L'organisme d'intervention établit, par secteur primaire d'intervention, un calendrier prévoyant l'année de mise en œuvre de chaque exercice simulant des événements de pollution par les hydrocarbures.

Modifications du calendrier

(2) L'organisme d'intervention ne peut modifier le calendrier sans l'autorisation du ministre.

Demande du ministre

28 L'organisme d'intervention effectue, sur demande du ministre, un exercice simulant un événement de pollution par les hydrocarbures. Cet exercice compte, pour le secteur primaire d'intervention le plus près du lieu à l'égard duquel il est effectué, comme l'un des exercices visés à l'un des sous-alinéas 26(3)a)(i) à (iv), selon la quantité d'hydrocarbures simulée.

Implication du ministre

29 L'organisme d'intervention collabore avec le ministre dans l'élaboration de chaque exercice simulant un événement de pollution par les hydrocarbures, dès le début de l'élaboration de cet exercice, et prend ses commentaires en considération.

Modification ou ajout d'objectifs

30 L'organisme d'intervention, à la demande du ministre, modifie tout objectif d'un exercice ou y ajoute des objectifs.

Implication des parties prenantes

31 Dans la mesure du possible, l'organisme d'intervention engage la participation des groupes autochtones locaux et des autres parties prenantes locales dans la mise en œuvre de chaque exercice simulant un événement de pollution par les hydrocarbures.

Exercise report

32 A response organization must submit a report to the Minister within 45 days after the day on which it conducts an exercise. The exercise report must include the following information:

- (a) the date the exercise was conducted;
- (b) a description of the simulation;
- (c) a description of the objectives of the exercise, the means used to meet the objectives and an indication of whether the objectives were met; and
- (d) any deficiencies that were identified, a description of the actions that are planned to address those deficiencies and any possible improvements that could be made to the plan or to future exercises.

Other Requirements**Evidence**

33 A response organization must submit to the Minister, upon request, and in the form and manner specified by the Minister, any evidence, including demonstrations, that the Minister determines is necessary to establish that the response organization is capable of responding to an oil pollution incident of up to 10,000 tonnes of oil in an operating environment in its geographic area.

Notice

34 A response organization must notify the Minister as soon as feasible after it responds to an oil pollution incident or to any other incident that could affect its ability to respond to an oil pollution incident.

Written confirmation – vessels

35 (1) A response organization must obtain written confirmation from the owner or operator of a vessel referred to in paragraph 18(1)(f), and submit the confirmation to the Minister upon request, that the vessel is

- (a) able to perform the tasks assigned to it and is compliant with regulations that apply to performing the tasks; and
- (b) able to operate safely in unsheltered waters in Beaufort Force 4 conditions when performing the tasks assigned to it, if it is intended to perform the tasks in unsheltered waters.

Operating hours – vessels

(2) A response organization must obtain from the owner or operator of each vessel referred to in paragraph 18(1)(f)

Rapport d'exercice

32 L'organisme d'intervention présente au ministre, dans les quarante-cinq jours après la date d'un exercice, un rapport d'exercice dans lequel il consigne notamment :

- a) la date à laquelle l'exercice a eu lieu;
- b) une description de la simulation;
- c) une description des objectifs et des moyens utilisés pour les atteindre, et une mention indiquant s'ils ont été atteints;
- d) les lacunes relevées, s'il y en a, la description des mesures prévues pour les corriger et toute amélioration possible au plan ou aux exercices subséquents.

Autres exigences**Preuve**

33 L'organisme d'intervention présente au ministre, sur demande de ce dernier et selon les modalités qu'il précise, toute preuve, y compris des démonstrations, que le ministre juge nécessaire pour établir que l'organisme d'intervention a la capacité d'intervenir, dans un milieu d'utilisation de sa zone géographique, en réponse à un événement de pollution par les hydrocarbures pouvant atteindre 10 000 tonnes métriques d'hydrocarbures.

Avis

34 L'organisme d'intervention avise le ministre dès que possible lorsqu'il intervient en réponse à un événement de pollution par les hydrocarbures ou dans tout autre événement pouvant avoir une incidence sur sa capacité d'intervention dans le cas d'un événement de pollution par les hydrocarbures.

Confirmation écrite – bâtiments

35 (1) L'organisme d'intervention obtient du propriétaire ou de l'exploitant de chaque bâtiment visé à l'alinéa 18(1)f une confirmation écrite, qu'il présente sur demande au ministre, indiquant que le bâtiment :

- a) d'une part, est en mesure d'exécuter les tâches qui lui sont confiées et est conforme à la réglementation applicable à leur exécution;
- b) d'autre part, peut être utilisé en toute sécurité en eaux ouvertes dans les conditions de la Force 4 de l'échelle de Beaufort pour l'exécution des tâches qui lui sont confiées, dans le cas où il est destiné à exécuter celles-ci en eaux ouvertes.

Heures d'opération – bâtiments

(2) L'organisme d'intervention obtient du propriétaire ou de l'exploitant de chaque bâtiment visé à l'alinéa 18(1)f

a written statement setting out that vessel's operating hours.

Equipment at designated port

36 The equipment referred to in paragraph 18(1)(i) with respect to a designated port must be kept at that designated port, unless the Minister permits its removal.

Cancellation of certification

37 (1) For the purposes of subsection 169(6) of the Act, the Minister may cancel a response organization's certificate of designation beginning on the day on which the response organization

- (a) becomes insolvent;
- (b) commits an act of bankruptcy;
- (c) is dissolved; or
- (d) abandons or transfers its business.

Suspension or cancellation of certification

(2) For the purposes of subsection 169(6) of the Act, the Minister may suspend or cancel a response organization's certificate of designation if the Minister considers that the response organization is not compliant with the requirements that apply to it under the Act or if the Minister is of the opinion that it is in the public interest to do so.

Request to renew certification

38 A response organization must submit any application to renew its certificate to the Minister at least 90 days before the day on which the current certificate of designation expires.

Fees – notice

39 For the purposes of subsection 170(2) of the Act, a response organization or a qualified person must publish the fees that they propose to charge in Part I of the *Canada Gazette*.

10 The Regulations are amended by adding, after section 39, the Schedules 1 and 2 set out in the schedule to these Regulations.

Response Organizations Regulations

11 The *Response Organizations Regulations*² are repealed.

une mention écrite indiquant les heures d'opération du bâtiment.

Équipement dans les ports désignés

36 L'équipement visé à l'alinéa 18(1)i) à l'égard d'un port désigné y demeure, à moins que le ministre en permette le déplacement.

Annulation de l'agrément

37 (1) Pour l'application du paragraphe 169(6) de la Loi, le ministre peut annuler l'agrément d'un organisme d'intervention à partir de la date où celui-ci, selon le cas :

- a) devient insolvable;
- b) commet un acte de faillite;
- c) est dissout;
- d) abandonne ou transfère son entreprise.

Suspension ou annulation de l'agrément

(2) Pour l'application du paragraphe 169(6) de la Loi, le ministre peut suspendre ou annuler l'agrément d'un organisme d'intervention s'il estime que celui-ci n'est pas conforme aux exigences qui lui sont applicables sous le régime de la Loi ou s'il estime que l'intérêt public le requiert.

Demande de renouvellement de l'agrément

38 L'organisme d'intervention présente toute demande de renouvellement d'agrément au ministre au moins quatre-vingt-dix jours avant la date de l'expiration de l'agrément en vigueur.

Barème de droits – notification

39 Pour l'application du paragraphe 170(2) de la Loi, l'organisme d'intervention ou la personne qualifiée publie les droits qu'il se propose de demander dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

10 Le même règlement est modifié par adjonction, après l'article 39, des annexes 1 et 2 figurant à l'annexe du présent règlement.

Règlement sur les organismes d'intervention

11 Le *Règlement sur les organismes d'intervention*² est abrogé.

² SOR/95-405

² DORS/95-405

Administrative Monetary Penalties and Notices (CSA 2001) Regulations

12 (1) Part 14 of the schedule to the *Administrative Monetary Penalties and Notices (CSA 2001) Regulations*³ is amended by adding the following after item 2:

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Provision of the <i>Environmental Response Regulations</i>	Range of Penalties (\$)	Separate Violation for Each Day
2.1	Subsection 12(1.1)	260 to 10,000	

(2) Part 14 of the schedule to the Regulations is amended by adding the following after item 5:

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Provision of the <i>Environmental Response Regulations</i>	Range of Penalties (\$)	Separate Violation for Each Day
6	Subsection 20(1)	1,300 to 100,000	
7	Subsection 20(2)	260 to 10,000	
8	Subsection 20(3)	1,300 to 100,000	
9	Subsection 20(4)	260 to 10,000	
10	Subsection 21(1)	260 to 10,000	
11	Subsection 21(2)	260 to 10,000	
12	Section 34	1,300 to 100,000	

Coming into Force

13 (1) These Regulations, except sections 1 and 9 to 11 and subsection 12(2), come into force on the day on which they are published in the *Canada Gazette*, Part II.

(2) Sections 1 and 9 to 11 and subsection 12(2) come into force on the first anniversary of the day on which these Regulations are published in the *Canada Gazette*, Part II.

³ SOR/2008-97; SOR/2012-246, s. 1

Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires et les avis (LMMC 2001)

12 (1) La partie 14 de l'annexe du *Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires et les avis (LMMC 2001)*³ est modifiée par adjonction, après l'article 2, de ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Disposition du <i>Règlement sur l'intervention environnementale</i>	Barème des sanctions (\$)	Violation distincte pour chacun des jours
2.1	Paragraphe 12(1.1)	260 à 10 000	

(2) La partie 14 de l'annexe du même règlement est modifiée par adjonction, après l'article 5, de ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Disposition du <i>Règlement sur l'intervention environnementale</i>	Colonne 2 Barème des sanctions (\$)	Violation distincte pour chacun des jours
6	Paragraphe 20(1)	1 300 à 100 000	
7	Paragraphe 20(2)	260 à 10 000	
8	Paragraphe 20(3)	1 300 à 100 000	
9	Paragraphe 20(4)	260 à 10 000	
10	Paragraphe 21(1)	260 à 10 000	
11	Paragraphe 21(2)	260 à 10 000	
12	Article 34	1 300 à 100 000	

Entrée en vigueur

13 (1) Le présent règlement, sauf les articles 1 et 9 à 11 et le paragraphe 12(2), entre en vigueur à la date de sa publication dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada*.

(2) Les articles 1 et 9 à 11 et le paragraphe 12(2) entrent en vigueur au premier anniversaire de la publication du présent règlement dans la *Partie II* de la *Gazette du Canada*.

³ DORS/2008-97; DORS/2012-246, art. 1

SCHEDULE

(Section 10)

SCHEDULE 1

(Section 1)

Designated Ports, Primary Areas of Response and Enhanced Response Areas

PART 1

Designated Ports

Item	Column 1 Port	Column 2 Description
1	Holyrood, Newfoundland and Labrador	All the waters of Holyrood Bay south of a line drawn from the high-water mark at the northern extremity of Harbour Main Point (47°26'58" N, 53°08'26" W) in a 070°00' direction (True) to the high-water mark on the opposite shore
2	Come By Chance, Newfoundland and Labrador	All the waters of Placentia Bay north of a line drawn from a point on the high-water mark at approximately 47°41'14" N, 53°58'12" W in a 276°00' direction (True) to Long Island Point Light; thence in a 273°00' direction (True) to James Point; thence along the foreshore on the high-water mark to Tobins Point all around Bar Haven Bay; thence to Carroll Point, thence in a 320°00' direction (True) to a point on the high-water mark on the mainland at approximately 47°45'00" N, 54°14'42" W

ANNEXE

(article 10)

ANNEXE 1

(article 1)

Ports désignés, secteurs primaires d'intervention et secteurs d'intervention intensive

PARTIE 1

Ports désignés

Article	Colonne 1 Port	Colonne 2 Description
1	Holyrood (Terre-Neuve-et-Labrador)	Toutes les eaux de la baie Holyrood au sud d'une ligne tirée à partir de la laisse de haute mer à l'extrémité nord de la pointe Harbour Main (47°26'58" N., 53°08'26" O.), dans une direction de 070°00' (vrais) jusqu'à la laisse de haute mer sur le rivage opposé
2	Come By Chance (Terre-Neuve-et-Labrador)	Toutes les eaux de la baie de Placentia au nord d'une ligne tirée à partir d'un point situé en laisse de haute mer en position approximative située par 47°41'14" N., 53°58'12" O. dans une direction de 276°00' (vrais) jusqu'au feu de la pointe Long Island; de là, dans une direction de 273°00' (vrais) jusqu'à la pointe James; de là, le long de la zone intertidale à la laisse de haute mer jusqu'à la pointe Tobins tout autour de la baie Bar Haven; de là, jusqu'à Carroll Point; de là, dans une direction de 320°00' (vrais) jusqu'à un point en laisse de haute mer sur la terre ferme situé approximativement par 47°45'00" N., 54°14'42" O.

Column 1			Colonne 1		
Item	Port	Description	Article	Port	Description
3	Port Hawkesbury, Nova Scotia	All the waters of the Strait of Canso eastward of the centre line of the channel, from a point at 45°38'41" N, 61°25'07" W southward to 45°32'31" N, 61°17'42" W, midway between Bear Head and Melford Point	3	Port Hawkesbury (Nouvelle-Écosse)	Toutes les eaux du détroit de Canso à l'est de la ligne médiane du chenal, à partir d'un point situé par 45°38'41" N., 61°25'07" O. vers le sud jusqu'à un point situé par 45°32'31" N., 61°17'42" O., à mi-chemin entre le cap Bear Head et la pointe Melford
4	Halifax, Nova Scotia	All the waters of Halifax Harbour north of a line drawn between 44°36.5' N, 63°33.8' W and 44°37.8' N, 63°31.6' W	4	Halifax (Nouvelle-Écosse)	Toutes les eaux à l'intérieur du havre d'Halifax au nord d'une ligne passant par les points suivants : 44°36,5' N., 63°33,8' O. et 44°37,8' N., 63°31,6' O.
5	Saint John, New Brunswick	All the waters of Saint John Harbour bound by a line from Cape Spencer Light running south to 45°08.1' N, then west to Little Musquash Cove (66°17.4' W)	5	Saint John (Nouveau-Brunswick)	Toutes les eaux du havre Saint John délimitées par une ligne tirée à partir du feu du cap Spencer et allant vers le sud jusqu'à un point situé par 45°08,1' N., puis vers l'ouest jusqu'à l'anse Little Musquash (66°17,4' O.)
6	Sept-Îles, Quebec	All the waters bound by a line drawn from the following points: 50°12.8' N, 66°13.5' W to 50°08.1' N, 66°16.1' W to 50°04.4' N, 66°23.1' W to 50°08.5' N, 66°36.6' W	6	Sept-Îles (Québec)	Toutes les eaux délimitées par une ligne passant par les points suivants : 50°12,8' N., 66°13,5' O. à 50°08,1' N., 66°16,1' O. à 50°04,4' N., 66°23,1' O. à 50°08,5' N., 66°36,6' O.
7	Québec, Quebec	All the waters between the eastern boundary consisting of a line drawn from 46°53'09" N, 71°08'36" W through Île d'Orléans to a point at 46°49'42" N, 71°07'50" W, and the western boundary of a line drawn from 46°44'51" N, 71°20'36" W to a point at 46°33'39" N, 71°20'08" W	7	Québec (Québec)	Toutes les eaux situées entre la limite à l'est sur une ligne tirée à partir d'un point situé par 46°53'09" N., 71°08'36" O. à travers l'Île d'Orléans jusqu'à un point situé par 46°49'42" N., 71°07'50" O. et la limite à l'ouest sur une ligne tirée à partir d'un point situé par 46°44'51" N., 71°20'36" O. jusqu'à un point situé par 46°33'39" N., 71°20'08" O.
8	Montréal, Quebec	All the waters between the eastern boundary consisting of a line drawn from a point on the shore at approximately 46°01' N, 73°11.1' W to a point at approximately 46°00.8' N, 73°09.85' W on the opposite shore, and the western boundary of a line drawn from 45°24'2.67" N, 73°31'41.50" W to a point at 45°41'37.17" N, 73°35'19.71" W	8	Montréal (Québec)	Toutes les eaux situées entre la limite à l'est sur une ligne tirée à partir d'un point sur la rive située approximativement par 46°01' N., 73°11,1' O. jusqu'à un point situé approximativement par 46°00,8' N., 73°09,85' O. sur la rive opposée et la limite à l'ouest sur une ligne tirée à partir d'un point situé par 45°24'2,67" N., 73°31'41,50" O. jusqu'à un point situé par 45°41'37,17" N., 73°35'19,71" O.

	Column 1	Column 2
Item	Port	Description
9	Sarnia, Ontario	All the Canadian waters of the St. Clair River with the northern boundary line coinciding with the south face of the Blue Water Bridge connecting Point Edward, Ontario with Port Huron, Michigan, United States and the southern boundary line drawn so as to include all of its several outlets into Lake St. Clair, including any dredged channels
10	Vancouver, British Columbia	All the Canadian waters of Boundary Bay; the waters bounded by a line drawn due west along the Canada-United States border to a point at 123°19.3' W, then north to a point at 49°14' N, 123°19.3' W, then to a point at 49°15.5' N, 123°17' W; and the waters of Burrard Inlet east of a line drawn from Point Atkinson Light to Point Grey

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Port	Description
9	Sarnia (Ontario)	Toutes les eaux canadiennes de la rivière St. Clair, la ligne de démarcation nord étant une ligne qui coïncide avec la face sud du pont Blue Water reliant Point Edward, en Ontario, à Port Huron, dans l'État du Michigan, aux États-Unis, et la ligne de démarcation sud étant tirée de manière à comprendre tous ses différents débouchés dans le lac Sainte-Claire, y compris tout chenal dragué
10	Vancouver (Colombie-Britannique)	Toutes les eaux canadiennes de la baie Boundary; les eaux délimitées par une ligne tirée vers l'ouest le long de la frontière canado-américaine jusqu'à un point situé par 123°19,3' O.; de là vers le nord jusqu'à un point situé par 49°14' N., 123°19,3' O.; de là jusqu'à un point situé par 49°15,5' N., 123°17' O.; et les eaux du bras de Burrard Inlet à l'est d'une ligne tirée à partir du feu de la pointe Atkinson et jusqu'à la pointe Grey

PART 2

Primary Areas of Response

	Column 1	Column 2
Item	Marine Region	Description
1	Holyrood, Newfoundland and Labrador	All the waters between an easterly arc having a 50 nautical mile radius about the point 47°26'58" N, 53°08'26" W and the contiguous land mass
2	Come By Chance, Newfoundland and Labrador	All the waters of Placentia Bay north of a line drawn from Tides Cove Point Light to Cape St. Mary's Light; all the waters of Fortune Bay north of a line drawn from St. Jacques Island Light to Garnish Light; and all the waters of St. Mary's Bay north of a line drawn from La Haye Point Light to Branch West Breakwater Light

PARTIE 2

Secteurs primaires d'intervention

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Région maritime	Description
1	Holyrood (Terre-Neuve-et-Labrador)	Toutes les eaux situées entre un arc à l'est ayant un rayon de 50 milles marins autour du point situé par 47°26'58" N., 53°08'26" O. et la masse terrestre contiguë
2	Come By Chance (Terre-Neuve-et-Labrador)	Toutes les eaux de la baie de Placentia au nord d'une ligne tirée du feu de la pointe Tides Cove au feu de la pointe St. Mary's, toutes les eaux de la baie de Fortune au nord d'une ligne tirée du feu de l'île St. Jacques au feu de Garnish, et toutes les eaux de la baie de St. Mary's au nord d'une ligne tirée du feu de la pointe La Haye au feu de Branch West Breakwater

Column 1		Column 2	Colonne 1		Colonne 2
Item	Marine Region	Description	Article	Région maritime	Description
3	Point Tupper, Nova Scotia	All the waters between an arc having a 50 nautical mile radius about Bear Head Light (45°33' N, 61°17' W) but not extending north of the Canso Causeway into St. Georges Bay and the contiguous land mass	3	Point Tupper (Nouvelle-Écosse)	Toutes les eaux situées entre un arc ayant un rayon de 50 milles marins autour du feu du cap Bear Head (45°33' N., 61°17' O.) mais ne s'étendant pas au nord des chaussées de Canso dans la baie de St. Georges et la masse terrestre contiguë
4	Halifax, Nova Scotia	All the waters of the south coast of Nova Scotia within an arc having a 50 nautical mile radius about the point 44°37.2' N, 63°32.75' W	4	Halifax (Nouvelle-Écosse)	Toutes les eaux de la côte sud de la Nouvelle-Écosse dans un arc ayant un rayon de 50 milles marins autour du point situé par 44°37,2' N., 63°32,75' O.
5	Saint John, New Brunswick	All the Canadian waters between the western boundary consisting of an arc having a 50 nautical mile radius about the point 45°08'03" N, 66°17'12" W and the eastern boundary consisting of an arc having a 50 nautical mile radius about a point centred on Cape Spencer Light	5	Saint John (Nouveau-Brunswick)	Toutes les eaux canadiennes entre la limite ouest constituée d'un arc ayant un rayon de 50 milles marins autour du point situé par 45°08'03" N., 66°17'12" O., et la limite est constituée d'un arc ayant un rayon de 50 milles marins autour d'un point centré sur le feu du cap Spencer
6	Sept-Îles, Quebec	All the waters bounded by a line drawn from the point on shore 49°24.8' N, 67°17.5' W to the point 49°14' N, 66°23.1' W, to the point 49°22' N, 65°40' W, to the point 49°40' N, 65°12' W to the point 50°16.3' N, 64°55.7' W on the shore and by the contiguous land mass	6	Sept-Îles (Québec)	Toutes les eaux délimitées par une ligne tirée depuis le point du rivage situé par 49°24,8' N., 67°17,5' O. jusqu'au point situé par 49°14' N., 66°23,1' O., au point situé par 49°22' N., 65°40' O., au point situé par 49°40' N., 65°12' O. jusqu'au point situé par 50°16,3' N., 64°55,7' O. sur le rivage et par la masse terrestre contiguë
7	Québec, Quebec	All the waters between the upstream boundary consisting of an arc having a 50 nautical mile radius about the point 46°44.8' N, 71°20.56' W, and the downstream boundary consisting of an arc having a 50 nautical mile radius about the point 46°53.12' N, 71°08.1' W	7	Québec (Québec)	Toutes les eaux situées entre la limite en amont constituée d'un arc ayant un rayon de 50 milles marins autour du point situé par 46°44,8' N., 71°20,56' O., et la limite en aval constituée d'un arc ayant un rayon de 50 milles marins autour du point situé par 46°53,12' N., 71°08,1' O.
8	Montréal, Quebec	All the waters between the upstream boundary consisting of an arc having a 50 nautical mile radius about the point 45°28.5' N, 73°32.62' W and the downstream boundary consisting of an arc having a 50 nautical mile radius about the point 46°00.98' N, 73°11.08' W	8	Montréal (Québec)	Toutes les eaux situées entre la limite en amont constituée d'un arc ayant un rayon de 50 milles marins autour du point situé par 45°28,5' N., 73°32,62' O. et la limite en aval constituée d'un arc ayant un rayon de 50 milles marins autour du point situé par 46°00,98' N., 73°11,08' O.

	Column 1	Column 2
Item	Marine Region	Description
9	Sarnia, Ontario	All the Canadian waters between a line in Lake Huron, drawn from the point 43°48.7' N, 82°10.3' W on the Canada-United States border to the point 43°39.4' N, 81°43.25' W on the shore and a line in Lake Erie drawn from the point 41°53.8' N, 81°55.7' W on the Canada-United States border to the point 42°34.4' N, 81°31' W on the shore
10	Vancouver, British Columbia	All the Canadian waters between the northwestern boundary consisting of a line drawn from the point 49°46.5' N, 124°20.5' W on the mainland, through Texada Island, to the point 49°22.5' N, 124°32.4' W on the shore of Vancouver Island and the southern boundary consisting of a line running along the 48°25' N parallel from Victoria, eastward, to the Canada-United States border, including the waters of Jervis Inlet up to a line drawn from the point 49°59'58.91" N, 123°59'58.11" W to the point 49°59'56.41" N, 123°56'46.67" W

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Région maritime	Description
9	Sarnia (Ontario)	Toutes les eaux canadiennes entre une ligne, dans le lac Huron, tirée du point situé par 43°48,7' N., 82°10,3' O. sur la frontière canado-américaine au point situé par 43°39,4' N., 81°43,25' O. sur la rive et une ligne, dans le lac Érié, tirée du point situé par 41°53,8' N., 81°55,7' O. sur la frontière canado-américaine au point situé par 42°34,4' N., 81°31' O. sur la rive
10	Vancouver (Colombie-Britannique)	Toutes les eaux canadiennes entre la limite nord-ouest d'une ligne tirée depuis le point situé par 49°46,5' N., 124°20,5' O. sur le continent, à travers l'île Texada, jusqu'au point situé par 49°22,5' N., 124°32,4' O. sur le rivage de l'île de Vancouver et la limite méridionale consistant en une ligne suivant le parallèle 48°25' N. depuis Victoria, vers l'est, jusqu'à la frontière canado-américaine, incluant les eaux du bras Jervis jusqu'à une ligne tirée depuis le point situé par 49°59'58,91" N., 123°59'58,11" O., jusqu'au point situé par 49°59'56,41" N., 123°56'46,67" O.

PART 3

Enhanced Response Areas

	Column 1	Column 2
Item	Marine Region	Description
1	Cabot Strait	All the waters within a circle having a 50 nautical mile radius, about a point midway between Cape North, Nova Scotia, and Cape Ray, Newfoundland and Labrador

PARTIE 3

Secteurs d'intervention intensive

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Région maritime	Description
1	Détroit de Cabot	Toutes les eaux situées dans un cercle ayant un rayon de 50 milles marins, autour d'un point situé à mi-chemin entre le cap North, en Nouvelle-Écosse, et le cap Ray, à Terre-Neuve-et-Labrador

Column 1		Column 2	Colonne 1		Colonne 2
Item	Marine Region	Description	Article	Région maritime	Description
2	Northumberland Strait	All the waters between the western boundary consisting of a line drawn from West Point, Prince Edward Island, to Bouctouche, New Brunswick, and the eastern boundary consisting of a line running from Cape Bear, Prince Edward Island, to Trenton, Nova Scotia	2	Détroit de Northumberland	Toutes les eaux situées entre la limite à l'ouest d'une ligne tirée à partir de la pointe West, à l'Île-du-Prince-Édouard, jusqu'à Bouctouche, au Nouveau-Brunswick, et la limite à l'est sur une ligne tirée à partir du cap Bear, à l'Île-du-Prince-Édouard, jusqu'à Trenton, en Nouvelle-Écosse
3	Niagara	All the Canadian waters, in Lake Erie, east of a line drawn from Long Point Light (42°32.8' N, 80°02.6' W), then southeasterly 150°00' (True) to intersect the Canada-United States border at 42°26.4' N, 79°58.0' W, then easterly along the Canada-United States border to include the Niagara River; and all the Canadian waters, in Lake Ontario, west of a line drawn from Fort Mississauga National Historic Site of Canada at the mouth of the Niagara River (43°15.7' N, 79°04.6' W) to follow the Canada-United States border to a position where the border changes from a northerly direction to an easterly direction (43°26.1' N, 79°12.1' W), then due north to the Canadian shoreline at 43°44.2' N, 79°12.1' W	3	Niagara	Toutes les eaux canadiennes, dans le lac Érié, à l'est d'une ligne tirée du feu de la pointe Long (42°32,8' N., 80°02,6' O.), puis vers le sud-est dans une direction de 150°00' (vrais) pour couper la frontière canado-américaine située par 42°26,4' N., 79°58.0' O., puis vers l'est le long de la frontière canado-américaine pour inclure la rivière Niagara; et toutes les eaux canadiennes, dans le lac Ontario, à l'ouest d'une ligne tirée du lieu historique national du Canada du Fort-Mississauga à l'embouchure de la rivière Niagara (43°15,7' N., 79°04,6' O.) pour suivre la frontière canado-américaine jusqu'à un endroit où la frontière passe d'une direction nord à une direction est (43°26,1' N., 79°12,1' O.), puis plein nord jusqu'à la rive canadienne située par 43°44,2' N., 79°12,1' O.
4	Juan de Fuca Strait	All the Canadian waters between the western boundary consisting of a line drawn from Carmanah Point on Vancouver Island to Cape Flattery, Washington, United States, and the eastern boundary consisting of a line running along the 48°25' N parallel from Victoria, eastward, to the Canada-United States border	4	Détroit de Juan de Fuca	Toutes les eaux canadiennes situées entre la limite à l'ouest sur une ligne tirée de la pointe Carmanah, sur l'île de Vancouver, jusqu'au cap Flattery, dans l'État de Washington, aux États-Unis, et la limite à l'est sur une ligne longeant le parallèle 48°25' N., de Victoria, vers l'est, jusqu'à la frontière canado-américaine

SCHEDULE 2

(Paragraphs 18(1)(i) and 23(1)(a) and (b))

Estimate — Allocation of Oil during an Oil Pollution Incident**PART 1****Designated Ports**

Column 1		Column 2	Column 3	Column 4
Item	Port	Shoreline (% of oil)	Sheltered Waters (% of oil)	Unsheltered Waters (% of oil)
1	Holyrood, Newfoundland and Labrador	50	50	0
2	Come By Chance, Newfoundland and Labrador	50	50	0
3	Port Hawkesbury, Nova Scotia	50	50	0
4	Halifax, Nova Scotia	50	50	0
5	Saint John, New Brunswick	50	50	0
6	Sept-Îles, Quebec	50	50	0
7	Québec, Quebec	50	50	0
8	Montréal, Quebec	50	50	0
9	Sarnia, Ontario	50	50	0
10	Vancouver, British Columbia	50	50	0

ANNEXE 2

(alinéas 18(1)i) et 23(1)a) et b))

Estimation — répartition des hydrocarbures lors d'un événement de pollution par les hydrocarbures**PARTIE 1****Ports désignés**

Colonne 1		Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Port	Rive ou rivage (% d'hydrocarbures)	Eaux abritées (% d'hydrocarbures)	Eaux ouvertes (% d'hydrocarbures)
1	Holyrood (Terre-Neuve-et-Labrador)	50	50	0
2	Come By Chance (Terre-Neuve-et-Labrador)	50	50	0
3	Port Hawkesbury (Nouvelle-Écosse)	50	50	0
4	Halifax (Nouvelle-Écosse)	50	50	0
5	Saint John (Nouveau-Brunswick)	50	50	0
6	Sept-Îles (Québec)	50	50	0
7	Québec (Québec)	50	50	0
8	Montréal (Québec)	50	50	0
9	Sarnia (Ontario)	50	50	0
10	Vancouver (Colombie-Britannique)	50	50	0

PART 2

Primary Areas of Response

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Marine Region	Shoreline (% of oil)	Sheltered Waters (% of oil)	Unsheltered Waters (% of oil)
1	Holyrood, Newfoundland and Labrador	40	40	20
2	Come By Chance, Newfoundland and Labrador	40	40	20
3	Point Tupper, Nova Scotia	40	40	20
4	Halifax, Nova Scotia	40	30	30
5	Saint John, New Brunswick	40	40	20
6	Sept-Îles, Quebec	45	30	25
7	Québec, Quebec	60	30	10
8	Montréal, Quebec	70	30	0
9	Sarnia, Ontario	50	40	10
10	Vancouver, British Columbia	40	40	20

PARTIE 2

Secteurs primaires d'intervention

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Région maritime	Rive ou rivage (% d'hydrocarbures)	Eaux abritées (% d'hydrocarbures)	Eaux ouvertes (% d'hydrocarbures)
1	Holyrood (Terre-Neuve-et-Labrador)	40	40	20
2	Come By Chance (Terre-Neuve-et-Labrador)	40	40	20
3	Point Tupper (Nouvelle-Écosse)	40	40	20
4	Halifax (Nouvelle-Écosse)	40	30	30
5	Saint John (Nouveau-Brunswick)	40	40	20
6	Sept-Îles (Québec)	45	30	25
7	Québec (Québec)	60	30	10
8	Montréal (Québec)	70	30	0
9	Sarnia (Ontario)	50	40	10
10	Vancouver (Colombie-Britannique)	40	40	20

PART 3

Enhanced Response Areas

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Marine Region	Shoreline (% of oil)	Sheltered Waters (% of oil)	Unsheltered Waters (% of oil)
1	Cabot Strait	40	30	30
2	Northumberland Strait	40	0	60

PARTIE 3

Secteurs d'intervention intensive

	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4
Item	Marine Region	Shoreline (% of oil)	Sheltered Waters (% of oil)	Unsheltered Waters (% of oil)
3	Niagara	50	30	20
4	Juan de Fuca Strait	40	20	40

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	Colonne 4
Article	Région maritime	Rive ou rivage (% d'hydrocarbures)	Eaux abritées (% d'hydrocarbures)	Eaux ouvertes (% d'hydrocarbures)
1	Détroit de Cabot	40	30	30
2	Détroit de Northumberland	40	0	60
3	Niagara	50	30	20
4	Détroit de Juan de Fuca	40	20	40

INDEX

COMMISSIONS

Canada Energy Regulator

Application to export electricity to the United States Manitoba Hydro.....	1909
---	------

Canada Revenue Agency

Income Tax Act Revocation of registration of a charity [Audit, 850838301RR0001]	1910
Revocation of registration of a charity [Audit, 857763577RR0001]	1911

Canadian International Trade Tribunal

Inquiries Beacon, secondary surveillance radar (SSR) radar equipment, except airborne.....	1911
Cloud-based services.....	1912
Geographic information system software	1912
Rental of freight aircraft with operator.....	1913
Video and photo production services.....	1913

GOVERNMENT NOTICES

Citizenship and Immigration, Dept. of

Immigration and Refugee Protection Act New Ministerial Instructions regarding the processing of certain work permit applications.....	1891
--	------

Innovation, Science and Economic Development Canada

Radiocommunication Act Notice No. DGSO-002-24 — Release of CPC-3-24-01, Issue 2	1902
Notice No. SPB-004-24 — Decision on the Licensing Process for Existing Licensees in the 24 and 38 GHz Bands and Considerations Related to the mmWave Auction	1902

Privy Council Office

Appointment opportunities.....	1903
--------------------------------	------

Supreme Court of Canada

Supreme Court Act Commencement of sessions	1907
---	------

GOVERNMENT NOTICES — *Continued*

Transport, Dept. of

Canada Shipping Act, 2001 Interim Order No. 2 Respecting the Discharge of Sewage and the Release of Greywater by Cruise Ships in Canadian Waters.....	1892
Pilotage Act Interim Order No. 3 Respecting the Belledune Compulsory Pilotage Area	1899
Interim Order No. 3 Respecting the Sheet Harbour Compulsory Pilotage Area	1900

MISCELLANEOUS NOTICES

Allianz Life Insurance Company of North America * Release of assets.....	1915
MD Life Insurance Company and Scotia Life Insurance Company *Letters patent of amalgamation.....	1915

PARLIAMENT

Chief Electoral Officer, Office of the

Canada Elections Act Determination of number of electors	1908
---	------

House of Commons

* Filing applications for private bills (First Session, 44th Parliament).....	1908
--	------

PROPOSED REGULATIONS

Natural Resources, Dept. of

Energy Efficiency Act Regulations Amending the Energy Efficiency Regulations, 2016 (Amendment 18)	1918
--	------

Transport, Dept. of

Canada Shipping Act, 2001 Regulations Amending and Repealing Certain Regulations Made Under the Canada Shipping Act, 2001 (Environmental Response).....	2064
---	------

* This notice was previously published.

INDEX

AVIS DIVERS

Compagnie d'assurance-vie Allianz d'Amérique du Nord (La) * Libération de l'actif.....	1915
Société d'Assurance Vie MD et Scotia-Vie, compagnie d'assurance * Lettres patentes de fusion	1915

AVIS DU GOUVERNEMENT

Citoyenneté et de l'Immigration, min. de la

Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés Nouvelles instructions ministérielles concernant le traitement de certaines demandes de permis de travail	1891
---	------

Conseil privé, Bureau du

Possibilités de nominations	1903
-----------------------------------	------

Cour suprême du Canada

Loi sur la Cour suprême Début des sessions	1907
---	------

Innovation, Sciences et Développement économique Canada

Loi sur la radiocommunication Avis n° DGSO-002-24 — Publication de la CPC-3-24-01, 2 ^e édition.....	1902
Avis n° SPB-004-24 — Décision portant sur le processus de délivrance de licences visant les titulaires de licence existants qui exploitent les bandes de 24 et de 38 GHz, et sur les considérations touchant la mise aux enchères du spectre des ondes millimétriques	1902

Transports, min. des

Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada Arrêté d'urgence no 2 relatif au rejet des eaux usées et à la libération des eaux grises par les navires de croisière dans les eaux canadiennes	1892
Loi sur le pilotage Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire de Belledune	1899
Arrêté d'urgence n° 3 sur la zone de pilotage obligatoire du havre Sheet.....	1900

COMMISSIONS

Agence du revenu du Canada

Loi de l'impôt sur le revenu Révocation de l'enregistrement d'un organisme de bienfaisance [vérification, 850838301RR0001]	1910
Révocation de l'enregistrement d'un organisme de bienfaisance [vérification, 857763577RR0001]	1911

Régie de l'énergie du Canada

Demande visant l'exportation d'électricité aux États-Unis Manitoba Hydro.....	1909
---	------

Tribunal canadien du commerce extérieur

Enquêtes Balise, radar de veille secondaire (RVS) équipement radar, sauf aéronefs	1911
Location d'un aéronef de fret avec opérateur	1913
Logiciel de système d'information géographique.....	1912
Services de production photo et vidéo	1913
Services infonuagiques	1912

PARLEMENT

Chambre des communes

* Demandes introductives de projets de loi d'intérêt privé (Première session, 44 ^e législature)	1908
--	------

Directeur général des élections, Bureau du

Loi électorale du Canada Établissement du nombre d'électeurs.....	1908
--	------

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Ressources naturelles, min. des

Loi sur l'efficacité énergétique Règlement modifiant le Règlement de 2016 sur l'efficacité énergétique (modification 18).....	1918
--	------

Transports, min. des

Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada Règlement modifiant et abrogeant certains règlements pris en vertu de la Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada (intervention environnementale).....	2064
--	------

* Cet avis a déjà été publié.