

Canada Gazette

Part I



Gazette du Canada

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, MAY 27, 2017

OTTAWA, LE SAMEDI 27 MAI 2017

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 11, 2017, 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 at <http://gazette.gc.ca>. The HTML version of the enacted laws published in Part III is available on the Parliament of Canada website at <http://www.parl.gc.ca>.

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 TPSGC.QuestionsLO-OLQueries.PWGSC@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 11 janvier 2017 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* à l'adresse <http://gazette.gc.ca>. La version HTML des lois sanctionnées publiées dans la Partie III est disponible sur le site Web du Parlement du Canada à l'adresse <http://www.parl.gc.ca>.

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 TPSGC.QuestionsLO-OLQueries.PWGSC@tpsgc-pwgsc.gc.ca.

TABLE OF CONTENTS

Government House	2050
(orders, decorations and medals)	
Government notices	2053
Appointment opportunities	2061
Parliament	
House of Commons	2066
Commissions	2067
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	2073
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Proposed regulations	2074
(including amendments to existing regulations)	
Index	2307
Supplements	
Copyright Board	

TABLE DES MATIÈRES

Résidence du gouverneur général	2050
(ordres, décorations et médailles)	
Avis du gouvernement	2053
Possibilités de nominations	2061
Parlement	
Chambre des communes	2066
Commissions	2067
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	2073
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Règlements projetés	2074
(y compris les modifications aux règlements existants)	
Index	2308
Suppléments	
Commission du droit d'auteur	

GOVERNMENT HOUSE**AWARDS TO CANADIANS**

The Chancellery of Honours announces that the Government of Canada has approved the following awards to Canadians:

From the Government of the Kingdom of Belgium
Commander of the Order of the Crown
to Dr. Roseann O'Reilly Runte

From the Government of the Federative Republic of Brazil
Grand Officer of the Order of Aeronautical Merit
to Lieutenant-General Michael John Hood

From the Government of the French Republic
Knight of the National Order of the Legion of Honour
to Mr. Bruno Burnichon
Officer of the National Order of Merit
to Mr. Gilbert Dekoker
Lieutenant-General Guy Robert Thibault
Knight of the National Order of Merit
to Mr. Alain Aubut
Mr. Edgard Caillier
Mr. Roger Fontaine
Ms. Danièle Henkel
Ms. Mylène Paquette

Officer of the Order of the Academic Palms
to Mr. Jacques-Paul Couturier

Knight of the Order of the Academic Palms
to Ms. Taghrid Abou Hassan
Mr. Jocelyn Béland
Ms. Sima Farsandaj
Mr. Dominic Giroux
Mr. Donald Ipperciel
Ms. Nancy Mallet
Mr. Pierre Riopel
Mr. Marc Robichaud
Ms. Suzanne Robichaud
Mr. Robert Viau

Commander of the Order of Arts and Letters
to Ms. Diane Dufresne

Knight of the Order of Arts and Letters
to Ms. Dawn Arnold
Mr. Cameron Bailey
Mr. Gaston Bellemare
Ms. Clothilde Cardinal
Ms. Louise Dery
Mr. André Gaudreault
Mr. Stéphan La Roche
Ms. Suzanne Lebeau
Mr. Louis Marchesano
Ms. Monique Savoie
Mr. Geoffrey Taylor
Ms. Paulette Thériault

RÉSIDENCE DU GOUVERNEUR GÉNÉRAL**DÉCORATIONS À DES CANADIENS**

La Chancellerie des distinctions honorifiques annonce que le gouvernement du Canada a approuvé l'octroi des distinctions honorifiques suivantes à des Canadiens :

Du gouvernement du Royaume de Belgique
Commandeur de l'Ordre de la Couronne
au D^r Roseann O'Reilly Runte

Du gouvernement de la République fédérative du Brésil
Grand officier de l'Ordre du Mérite aéronautique
au Lieutenant-général Michael John Hood

Du gouvernement de la République française
Chevalier de l'Ordre national de la Légion d'honneur
à M. Bruno Burnichon
Officier de l'Ordre national du Mérite
à M. Gilbert Dekoker
Lieutenant-général Guy Robert Thibault
Chevalier de l'Ordre national du Mérite
à M. Alain Aubut
M. Edgard Caillier
M. Roger Fontaine
M^{me} Danièle Henkel
M^{me} Mylène Paquette

Officier de l'Ordre des Palmes académiques
à M. Jacques-Paul Couturier

Chevalier de l'Ordre des Palmes académiques
à M^{me} Taghrid Abou Hassan
M. Jocelyn Béland
M^{me} Sima Farsandaj
M. Dominic Giroux
M. Donald Ipperciel
M^{me} Nancy Mallet
M. Pierre Riopel
M. Marc Robichaud
M^{me} Suzanne Robichaud
M. Robert Viau

Commandeur de l'Ordre des Arts et des Lettres
à M^{me} Diane Dufresne

Chevalier de l'Ordre des Arts et des Lettres
à M^{me} Dawn Arnold
M. Cameron Bailey
M. Gaston Bellemare
M^{me} Clothilde Cardinal
M^{me} Louise Dery
M. André Gaudreault
M. Stéphan La Roche
M^{me} Suzanne Lebeau
M. Louis Marchesano
M^{me} Monique Savoie
M. Geoffrey Taylor
M^{me} Paulette Thériault

Overseas Medal with “MALI” clasp
to Lieutenant-Colonel Doris Gobeil
National Defense Medal, Gold Echelon
to Colonel Guy Joseph Maillet
National Defence Medal, Bronze Echelon
to Commander Simon Brochu

Médaille d’Outre-mer avec agrafe « SAHEL »
au Lieutenant-colonel Doris Gobeil
Médaille de la Défense nationale, Échelon Or
au Colonel Guy Joseph Maillet
Médaille de la Défense nationale, Échelon Bronze
au Capitaine de frégate Simon Brochu

From the Government of the Republic of Hungary
Officer’s Cross of the Order of Merit of Hungary
(Civil Division)
to Dr. Peter Simon
Knight’s Cross of the Order of Merit of Hungary
(Civil Division)
to Ms. Anna Szenthe
Golden Cross of the Order of Merit of Hungary
(Civil Division)
to Ms. Maria Roy

Du gouvernement de la République de Hongrie
Croix d’officier de l’Ordre du Mérite de la Hongrie
(division civile)
au D^r Peter Simon
Croix de chevalier de l’Ordre du Mérite de la
Hongrie (division civile)
à M^{me} Anna Szenthe
Croix d’or de l’Ordre du Mérite de la Hongrie
(division civile)
à M^{me} Maria Roy

From the Government of the Republic of Poland
Knight’s Cross of the Order of Polonia Restituta
to Mr. Kazimierz Pater
Knight’s Cross of the Order of Merit of the Republic
of Poland
to Mr. Andrzej Piotr Antoszkiewicz
Cross of Freedom and Solidarity
to Ms. Maria Utracka
Long Marital Life Medal
to Mrs. Janina Jekosz
Mr. Stanislaw Jekosz

Du gouvernement de la République de Pologne
Croix de chevalier de l’Ordre Polonia Restituta
à M. Kazimierz Pater
Croix de chevalier de l’Ordre du Mérite de la
République de Pologne
à M. Andrzej Piotr Antoszkiewicz
Croix de liberté et de solidarité
à M^{me} Maria Utracka
Médaille pour vie commune de longue durée
à M^{me} Janina Jekosz
M. Stanislaw Jekosz

From the Government of the Federation of Russia
Pushkin Medal
to Ms. Svetlana Roufanova

Du gouvernement de la Fédération de Russie
Médaille Pouchkine
à M^{me} Svetlana Roufanova

From the Government of the United States of America
Officer of the Legion of Merit
to Brigadier-General David J. Anderson
Colonel Jean-Yves Belzile
Brigadier-General Joseph Hector Christian
Drouin
Defense Meritorious Service Medal
to Major Ian T. Grant
Major Anthony Johnson
Commander Edward C. King
Lieutenant-Colonel Bruce MacLean
Colonel Louis-Henri Rémillard
Meritorious Service Medal
to Major Kevin P. Barker
Lieutenant-Commander Barrie Brett
Chief Warrant Officer Martin Colbert
Major Craig Derenzis
Major Timothy G. Dwyre
Captain Christopher T. Inglis
Major Neil B. Marshall
Lieutenant-Colonel Todd A. Murphy
Commander Darren Rich
Lieutenant-Colonel Cody Sherman

Du gouvernement des États-Unis d’Amérique
Officier de la Légion du Mérite
au Brigadier-général David J. Anderson
Colonel Jean-Yves Belzile
Brigadier-général Joseph Hector Christian
Drouin
Médaille du service méritoire de la Défense
au Major Ian T. Grant
Major Anthony Johnson
Capitaine de frégate Edward C. King
Lieutenant-colonel Bruce MacLean
Colonel Louis-Henri Rémillard
Médaille du service méritoire
au Major Kevin P. Barker
Capitaine de corvette Barrie Brett
Adjudant-chef Martin Colbert
Major Craig Derenzis
Major Timothy G. Dwyre
Capitaine Christopher T. Inglis
Major Neil B. Marshall
Lieutenant-colonel Todd A. Murphy
Capitaine de frégate Darren Rich
Lieutenant-colonel Cody Sherman

Lieutenant-Colonel Donald Warren Smith
Major Yanick J. Tardif

Lieutenant-colonel Donald Warren Smith
Major Yanick J. Tardif

Emmanuelle Sajous
Deputy Secretary and Deputy Herald Chancellor

Le sous-secrétaire et vice-chancelier d'armes
Emmanuelle Sajous

[21-1-o]

[21-1-o]

GOVERNMENT NOTICES**DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT****CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999***Federal Environmental Quality Guidelines for Cobalt*

Whereas the Minister of the Environment is issuing the environmental quality guidelines for the purpose of carrying out the Minister's mandate related to preserving the quality of the environment;

Whereas the guidelines relate to the environment pursuant to paragraph 54(2)(a) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*;

And whereas the modifications to the existing *Federal Environmental Quality Guidelines for Cobalt* are based on the scientific considerations presented in the screening assessment for cobalt and cobalt-containing substances published on May 27, 2017, which was subject to a 60-day public comment period,

Notice is hereby given that the *Federal Environmental Quality Guidelines for Cobalt* are available from the Canada.ca (Chemical Substances) website (www.canada.ca/en/health-canada/services/chemical-substances.html).

Jacqueline Gonçalves

Director General
Science and Risk Assessment Directorate

On behalf of the Minister of the Environment

[21-1-o]

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT**DEPARTMENT OF HEALTH****CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999**

Publication of final decision after screening assessment of cobalt and cobalt-containing substances, including those specified on the Domestic Substances List (paragraphs 68(b) and 68(c) or subsection 77(6) of the Canadian Environmental Protection Act, 1999)

Whereas the 50 substances identified in the annex below and included in the cobalt and cobalt-containing

AVIS DU GOUVERNEMENT**MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT****LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)***Recommandations fédérales pour la qualité de l'environnement pour le cobalt*

Attendu que la ministre de l'Environnement émet des recommandations pour la qualité de l'environnement afin de mener à bien sa mission concernant la protection de la qualité de l'environnement;

Attendu que les recommandations concernent l'environnement en application de l'alinéa 54(2)a) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*;

Attendu que les modifications aux *Recommandations fédérales pour la qualité de l'environnement pour le cobalt* sont fondées sur les considérations scientifiques présentées dans l'évaluation préalable du cobalt et des substances contenant du cobalt publiée le 27 mai 2017, qui a été assujettie à une période de commentaires du public de 60 jours,

Avis est par les présentes donné que les *Recommandations fédérales pour la qualité de l'environnement pour le cobalt* sont disponibles à partir du site Web Canada.ca (substances chimiques) [www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques.html].

La directrice générale
Direction des sciences et de l'évaluation des risques

Jacqueline Gonçalves

Au nom de la ministre de l'Environnement

[21-1-o]

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT**MINISTÈRE DE LA SANTÉ****LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)**

Publication de la décision finale après évaluation préalable du cobalt et des substances contenant du cobalt, y compris celles inscrites sur la Liste intérieure [alinéas 68b) et c) ou paragraphe 77(6) de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)]

Attendu que les 50 substances énumérées dans l'annexe ci-après et incluses dans l'évaluation du cobalt et des

substances screening assessment are substances identified under subsection 73(1) of the Act;

Whereas a summary of the screening assessment conducted on cobalt and cobalt-containing substances, pursuant to paragraphs 68(b) and (c) or section 74 of the Act, is annexed hereby;

And whereas it is concluded that cobalt and soluble cobalt compounds meet one or more of the criteria set out in section 64 of the Act,

Notice therefore is hereby given that the Minister of the Environment and the Minister of Health (the ministers) propose to recommend to His Excellency the Governor in Council that cobalt and soluble cobalt compounds be added to Schedule 1 to the Act;

Notice is further given that the ministers are releasing a proposed risk management approach document for these substances to continue discussions with stakeholders on the development of risk management actions.

Public comment period on the proposed risk management approach document

Any person may, within 60 days after publication of the proposed risk management approach document, file with the Minister of the Environment written comments on the proposed risk management approach document. More information regarding the proposed risk management approach may be obtained from the Canada.ca (Chemical Substances) website (www.canada.ca/en/health-canada/services/chemical-substances.html). All comments must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice and be sent to the Executive Director, Program Development and Engagement Division, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3, by fax to 819-938-5212, or by email to eccc.substances.eccc@canada.ca.

In accordance with section 313 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, any person who provides information in response to this notice may submit with the information a request that it be treated as confidential.

Catherine McKenna
Minister of the Environment

Jane Philpott
Minister of Health

substances contenant du cobalt sont des substances qui satisfont aux critères du paragraphe 73(1) de la Loi;

Attendu qu'un résumé de l'évaluation préalable concernant le cobalt et les substances contenant du cobalt réalisée en application des alinéas 68b) et c) ou de l'article 74 de la Loi est ci-annexé;

Attendu qu'il est conclu que le cobalt et les composés de cobalt solubles satisfont à au moins un des critères prévus à l'article 64 de la Loi,

Avis est par les présentes donné que la ministre de l'Environnement et la ministre de la Santé (les ministres) ont l'intention de recommander à Son Excellence le Gouverneur en conseil que le cobalt et les composés de cobalt solubles soient ajoutés à l'annexe 1 de la Loi,

Avis est de plus donné que les ministres ont publié l'approche de gestion des risques proposée pour ces substances afin de poursuivre des discussions avec les intervenants sur le développement des actions de gestion des risques.

Délai pour recevoir les commentaires du public sur l'approche de gestion des risques proposée

Dans les 60 jours suivant la publication de l'approche de gestion des risques proposée, quiconque peut présenter des commentaires par écrit à la ministre de l'Environnement à ce sujet. Des précisions sur cette approche peuvent être obtenues sur le site Web Canada.ca (Substances chimiques) [www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques.html]. Tous les commentaires doivent mentionner la Partie I de la *Gazette du Canada* et la date de publication du présent avis, et être envoyés au Directeur exécutif, Division de la mobilisation et de l'élaboration de programmes, Ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3, par télécopieur au 819-938-5212, ou par courriel à eccc.substances.eccc@canada.ca.

Conformément à l'article 313 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, quiconque fournit des renseignements en réponse au présent avis peut en même temps demander que ceux-ci soient considérés comme confidentiels.

La ministre de l'Environnement
Catherine McKenna

La ministre de la Santé
Jane Philpott

ANNEX

Summary of the screening assessment of cobalt and cobalt-containing substances

Pursuant to section 68 or 74 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA), the Minister of the Environment and the Minister of Health have conducted a screening assessment of cobalt and cobalt-containing substances, as part of the Substance Groupings Initiative of the Government of Canada's Chemicals Management Plan (CMP). Fifty cobalt-containing substances were identified during the categorization of the *Domestic Substances List* as priorities for action, as they met categorization criteria under subsection 73(1) of CEPA and/or were considered a priority based on other human health concerns.

Identity of the cobalt-containing substances identified for further action during categorization

CAS RN ¹	<i>Domestic Substances List</i> name
71-48-7	Acetic acid, cobalt(2+) salt
136-52-7	Hexanoic acid, 2-ethyl-, cobalt(2+) salt
513-79-1	Carbonic acid, cobalt(2+) salt (1:1)
1307-86-4	Cobalt hydroxide
1307-96-6	Cobalt oxide
1317-42-6	Cobalt sulfide
1560-69-6	Propanoic acid, cobalt(2+) salt
6700-85-2	Octanoic acid, cobalt salt
7440-48-4	Cobalt
7542-09-8	Carbonic acid, cobalt salt
7646-79-9	Cobalt chloride
8011-87-8	C.I. Pigment Green 19

¹ The Chemical Abstracts Service Registry Number (CAS RN) is the property of the American Chemical Society, and any use or redistribution, except as required in supporting regulatory requirements and/or for reports to the Government of Canada when the information and the reports are required by law or administrative policy, is not permitted without the prior, written permission of the American Chemical Society.

ANNEXE

Résumé de l'évaluation préalable du cobalt et des substances contenant du cobalt

En vertu des articles 68 ou 74 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE], la ministre de l'Environnement et la ministre de la Santé ont réalisé, dans le cadre de l'Initiative des groupes de substances du Plan de gestion des produits chimiques (PGPC) du gouvernement du Canada, une évaluation préalable du cobalt et des substances contenant du cobalt. Lors du processus de catégorisation de la *Liste intérieure*, 50 substances contenant du cobalt ont été identifiées comme étant d'intérêt prioritaire pour la prise de mesures, car elles satisfaisaient aux critères de catégorisation du paragraphe 73(1) de la LCPE et/ou présentaient des inquiétudes ayant trait à la santé humaine.

Identité des substances contenant du cobalt identifiées pour la prise de mesures ultérieures durant la catégorisation

NE CAS ¹	Nom de la <i>Liste intérieure</i>
71-48-7	Di(acétate) de cobalt
136-52-7	Bis(2-éthylhexanoate) de cobalt
513-79-1	Carbonate de cobalt
1307-86-4	Trihydroxyde de cobalt
1307-96-6	Oxyde de cobalt
1317-42-6	Sulfure de cobalt
1560-69-6	Propionate de cobalt(2+)
6700-85-2	Acide octanoïque, sel de cobalt
7440-48-4	Cobalt
7542-09-8	Acide carbonique, sel de cobalt
7646-79-9	Dichlorure de cobalt
8011-87-8	Vert d'oxyde de zinc et de cobalt

¹ Le numéro d'enregistrement du Chemical Abstracts Service (NE CAS) est la propriété de l'American Chemical Society. Toute utilisation ou redistribution, sauf si elle sert à répondre aux besoins législatifs ou si elle est nécessaire pour les rapports destinés au gouvernement du Canada lorsque des renseignements et des rapports sont exigés par la loi ou une politique administrative, est interdite sans l'autorisation écrite préalable de l'American Chemical Society.

CAS RN ¹	Domestic Substances List name
10124-43-3	Sulfuric acid, cobalt(2+) salt (1:1)
10141-05-6	Nitric acid, cobalt(2+) salt
10210-68-1	Cobalt, di- μ -carbonylhexacarbonyldi-, (Co-Co)
10393-49-4	Cobalt sulfate
10534-89-1	Cobalt(3+), hexaammine-, trichloride, (OC-6-11)-
12602-23-2	Cobalt, bis[carbonato(2-)]hexahydroxypenta-
13455-25-9	Chromic acid (H ₂ CrO ₄), cobalt(2+) salt (1:1)
13455-36-2	Phosphoric acid, cobalt(2+) salt (2:3)
13586-82-8	Hexanoic acid, 2-ethyl-, cobalt salt
13586-84-0	Octadecanoic acid, cobalt salt
13782-01-9	Cobaltate(3-), hexakis(nitrito- <i>N</i> -), tripotassium, (OC-6-11)-
21041-93-0	Cobalt hydroxide
27253-31-2	Neodecanoic acid, cobalt salt
27685-51-4	Cobaltate(2-), tetrakis(thiocyanato- <i>N</i> -), mercury(2+) (1:1), (T-4)-
38582-17-1	Cyclohexanebutanoic acid, cobalt(2+) salt
61789-51-3	Naphthenic acids, cobalt salts
65997-18-4	Frits, chemicals
67711-89-1	Calcines, copper roasting
68186-89-0	C.I. Pigment Black 25
68187-11-1	C.I. Pigment Blue 36
68457-13-6	Cobalt, borate neodecanoate complexes
68608-93-5	C.I. Pigment Violet 48
68610-13-9	C.I. Pigment Violet 47
68988-10-3	Zirconium, dipropylene glycol iso-Bu alc. neodecanoate propionate cobalt complexes
69012-71-1	Leach residues, zinc ore-calcine, cobalt repulp
69012-72-2	Leach residues, zinc ore-calcine, zinc cobalt
72869-37-5	Zinc sulfide (ZnS), cobalt and copper-doped
91053-46-2	Leach residues, zinc ore-calcine, cadmium-copper ppt.
94246-88-5	Cobalt, (2-ethylhexanoato- <i>O</i>)(isooctanoato- <i>O</i>)-
121053-28-9	Electrolytes, cobalt-manufg.
121053-29-0	Slimes and Sludges, cobalt refining
121053-30-3	Slimes and Sludges, cobalt electrolytic
124222-14-6	Flue dust, cobalt-refining
124222-15-7	Residues, cobalt-refining
124222-18-0	Residues, precious metal-refining

NE CAS ¹	Nom de la Liste intérieure
10124-43-3	Acide sulfurique, cobalt (2++), sel (1:1) (sulfate de cobalt)
10141-05-6	Dinitrate de cobalt
10210-68-1	Octacarbonyldicobalt
10393-49-4	Acide sulfurique, sel de cobalt (sulfate de cobalt)
10534-89-1	Trichlorure d'hexaamminecobalt
12602-23-2	Di[carbonato(2-)]hexahydroxypentacobalt
13455-25-9	Chromate de cobalt
13455-36-2	Bis(orthophosphate) de tricobalt
13586-82-8	Acide 2-éthylhexanoïque, sel de cobalt
13586-84-0	Acide stéarique, sel de cobalt
13782-01-9	Hexanitritocobaltate de tripotassium
21041-93-0	Dihydroxyde de cobalt
27253-31-2	Acide néodécanoïque, sel de cobalt
27685-51-4	Tétrakis(thiocyanato- <i>N</i>)cobaltate(2-) de mercure(2+)
38582-17-1	Bis(4-cyclohexylbutyrate) de cobalt
61789-51-3	Acides naphthéniques, sels de cobalt
65997-18-4	Frittes, produits chimiques
67711-89-1	Calcines, grillage du cuivre
68186-89-0	Périclase grise de cobalt et de nickel
68187-11-1	Spinelle bleu-vert de chromite de cobalt
68457-13-6	Cobalt, complexes de néodécanoate et de borate
68608-93-5	Borate rouge-bleu de cobalt et de magnésium
68610-13-9	Phosphate violet de cobalt et de lithium
68988-10-3	Zirconium, complexes de dipropylèneglycol, d'alcool isobutylique, de néodécanoate, de propionate et de cobalt
69012-71-1	Résidus de lessivage, minerai de zinc, calcine, refonte du cobalt
69012-72-2	Résidus de lessivage, minerai de zinc, calcine, zinc-cobalt
72869-37-5	Sulfure de zinc (ZnS) dopé de cobalt et de cuivre
91053-46-2	Résidus de lessivage, calcine de minerai de zinc, précipité cadmium-cuivre
94246-88-5	2-Éthylhexanoato- <i>O</i> (isooctanoato- <i>O</i>)cobalt
121053-28-9	Électrolytes, raffinage du cobalt
121053-29-0	Schlamms et boues de raffinage du cobalt
121053-30-3	Schlamms et boues d'électrolyse du cobalt
124222-14-6	Cendres volantes, raffinage du cobalt
124222-15-7	Résidus de raffinage de cobalt
124222-18-0	Résidus de raffinage de métaux précieux

CAS RN ¹	Domestic Substances List name
129618-35-5	Electrolytes, copper-manufg.
129618-36-6	Solutions, copper hydrometallurgical
129618-39-9	Solutions, cobalt hydrometallurgical

Information was reported under section 71 of CEPA for 22 cobalt-containing substances that were manufactured, imported or used above reporting thresholds in Canada in recent years (2006–2011). Four substances were reported to be in commerce in quantities greater than 1 000 tonnes, while the others were in commerce in quantities ranging from tens to hundreds of tonnes. Activities and uses reported for substances having the highest quantities in commerce included as an intermediate in metallurgical processes, in non-ferrous metal smelting and refining, as a component in alloys and carbides, and in feed supplements and fertilizers, hard material tools, paints and coatings, plastics, rubber, and batteries.

There are natural and anthropogenic sources of cobalt to the environment. Anthropogenic sources involve cobalt production (e.g. mining); the manufacture, import and use of cobalt-containing substances, products and manufactured items; as well as the incidental release of cobalt as a result of activities such as fossil fuel combustion, mining activities and waste management. This assessment considers combined exposure to the cobalt moiety, from natural or anthropogenic sources, whether it is present in environmental media (e.g. water, sediment, soil, air), food or products. The assessment focuses on the cobalt moiety, and thereby considers cobalt in its elemental form, cobalt-containing substances and cobalt released in dissolved, solid or particulate form. Therefore, substances considered in this assessment are not limited to those having met the categorization criteria. All substances that have the potential to dissolve, dissociate and/or degrade to release cobalt through various transformation pathways can potentially contribute to the exposure of living organisms to bioavailable forms of cobalt.

Following releases to the environment, cobalt may enter the water, soil and air media. The water solubility of cobalt and cobalt-containing substances ranges widely, from sparingly soluble to greater than 10⁶ mg/L. Therefore, to various extents, these substances will dissolve in contact with moisture in the aquatic and soil media and will yield a variety of dissolved cobalt species of varying proportions

NE CAS ¹	Nom de la Liste intérieure
129618-35-5	Électrolytes, fabrication de cuivre
129618-36-6	Solutions, fabrication de cuivre, procédé hydrométallurgique
129618-39-9	Solutions, fabrication de cobalt, procédé hydrométallurgique

En vertu de l'article 71 de la LCPE, des renseignements ont été rapportés sur 22 substances contenant du cobalt, qui avaient été produites, importées ou utilisées au Canada en quantités supérieures au seuil de déclaration au cours d'années récentes (2006-2011). Quatre substances ont été déclarées comme présentes dans le commerce en quantités supérieures à 1 000 tonnes, alors que pour les autres, ces quantités allaient de dizaines à des centaines de tonnes. Parmi les activités et les utilisations rapportées pour les substances ayant les plus grandes quantités en commerce, on note l'utilisation comme intermédiaire dans les procédés métallurgiques, dans la fusion et le raffinage de métaux non ferreux, les composants dans les alliages ou les carbures, les suppléments alimentaires et les engrais, les outils en alliages durs, les peintures et revêtements, les matières plastiques, le caoutchouc et les piles.

Il existe des sources naturelles et des sources anthropiques de cobalt dans l'environnement. Les sources anthropiques comprennent la production de cobalt (son extraction minière), la production, l'importation ou l'utilisation de substances, de produits ou d'articles manufacturés contenant du cobalt, de même que le rejet accidentel de cobalt résultant d'activités telles que l'utilisation de combustibles fossiles, l'extraction minière et la gestion des déchets. La présente évaluation tient compte de l'exposition combinée à l'entité cobalt, provenant de sources naturelles et anthropiques, qu'elle soit présente ou non dans les milieux de l'environnement (par exemple eau, sédiments, sol, air), les aliments ou les produits. La présente évaluation étant centrée sur l'entité cobalt, elle prend en compte le cobalt sous sa forme élémentaire, les substances contenant du cobalt et le cobalt rejeté sous forme dissoute, solide ou de particules. Ainsi, les substances prises en compte dans la présente évaluation ne se limitent pas à celles satisfaisant aux critères de catégorisation. Toutes les substances pouvant potentiellement se dissoudre, se dissocier ou se dégrader en libérant du cobalt par divers mécanismes de transformation peuvent potentiellement contribuer à l'exposition des organismes vivants aux formes biodisponibles du cobalt.

À la suite de son rejet dans l'environnement, le cobalt peut se retrouver dans l'eau, le sol ou l'air. L'hydrosolubilité du cobalt et des substances contenant du cobalt est très variable, allant du très peu soluble à une solubilité dépassant les 10⁶ mg/L. Ces substances pourront donc, à divers degrés, se dissoudre au contact de l'humidité présente dans les milieux aquatiques et les sols, et générer une

depending on the environmental conditions. Dissolved cobalt, as the bioavailable fraction, may be taken up by aquatic, soil- and sediment-dwelling organisms and has been demonstrated to cause harm to these organisms at very low concentrations. Survival, growth, or reproduction of these organisms may be affected. The bioaccumulation potential of cobalt is relatively low, yet cobalt uptake may still lead to levels causing harm to sensitive species at body concentrations higher than required for essentiality.

Ecological exposure scenarios were developed for the various activities that may represent significant sources of release of cobalt or cobalt-containing substances to the environment. Exposure to cobalt was assessed based on modelled (predicted) or measured concentrations of total or dissolved cobalt in environmental media. Substance-specific exposure scenarios were developed to represent releases associated with the following sectors mainly involving manufacture: rubber, chemicals, paints and coatings, plastics (polyester resin), fertilizers, animal feed, alloys/superalloys, and base metals smelting and refining. In addition, exposure was assessed for the following sectors based on their potential to release cobalt incidentally (as a by-product): metal mining, base metals smelting and refining, iron and steel, electricity (power generation), petroleum refining, oil sands, pulp and paper mills, electrical and electronic equipment, disposal and waste management.

Risk quotient analyses were performed comparing exposure concentrations to effects concentrations of dissolved or total cobalt. As a result, a likelihood of harm to aquatic, soil- or sediment-dwelling organisms is identified mainly in the vicinity of some facilities for a number of sectors. The metal mining and base metals smelting and refining sectors are of concern for cobalt. Releases of liquid effluent were found to be the most important source of exposure for aquatic organisms near these activities. Drainage from historical mining activities and, to a lesser extent, metal mining exploration were also found to be a cause for concern for cobalt. Other sectors or sources found to be of concern were pulp and paper mills and leachate from landfills.

Considering all available lines of evidence presented in this screening assessment, there is a risk of harm to organisms, but not to the broader integrity of the environment,

variété d'espèces du cobalt dissoutes en diverses proportions en fonction des conditions de l'environnement. Le cobalt dissous, en tant que fraction biodisponible, peut être absorbé par des organismes aquatiques, ainsi que des organismes vivant dans le sol ou dans les sédiments. Il a été montré qu'il est nocif pour ces organismes à de très faibles concentrations. La survie, la croissance ou la reproduction de ces organismes peut être affectée. Le potentiel de bioaccumulation du cobalt est relativement faible; néanmoins, l'absorption du cobalt peut conduire à des niveaux provoquant des dommages chez des espèces sensibles, à des concentrations dans l'organisme supérieures à celles qui sont essentielles.

Des scénarios d'exposition dans l'environnement ont été élaborés pour les diverses activités pouvant représenter des sources importantes de rejet de cobalt ou de substances contenant du cobalt dans l'environnement. L'exposition au cobalt a été évaluée en se basant sur des concentrations modélisées (prédites) ou mesurées de cobalt total ou dissous dans les milieux de l'environnement. Des scénarios d'exposition spécifique de substances ont été élaborés pour représenter les rejets associés aux secteurs suivants mettant en jeu principalement la production : caoutchouc, produits chimiques, peintures et revêtements, matières plastiques (résine de polyester), engrais, alimentation animale, alliages et superalliages, et fusion et raffinage de métaux de base. De plus, l'exposition a été évaluée pour les secteurs suivants en se basant sur leur potentiel de rejet accidentel de cobalt (comme sous-produit) : exploitation minière des métaux, fusion et raffinage des métaux de base, fer et acier, électricité (production), raffinage du pétrole, sables bitumineux, usines de pâtes et papiers, équipement électrique et électronique, élimination et gestion des déchets.

Des analyses de quotient de risque ont été réalisées en comparant les concentrations d'exposition aux concentrations de cobalt dissous ou de cobalt total avec effet. Ces calculs ont permis de déterminer qu'il existe une possibilité de dommages pour des organismes aquatiques, ainsi que des organismes vivant dans le sol ou les sédiments, principalement à proximité de quelques installations d'un certain nombre de secteurs. Les secteurs de l'exploitation minière des métaux et de la fusion et du raffinage des métaux de base sont une source d'inquiétude dans le cas du cobalt. Les rejets d'effluents liquides s'avèrent être la plus importante source d'exposition pour les organismes aquatiques vivant près de ces activités. Le drainage depuis les lieux d'activités minières historiques et, dans une moindre mesure, découlant de la prospection de mines métallifères constitue aussi une source d'inquiétude dans le cas du cobalt. Les autres secteurs ou sources posant des problèmes étaient les usines de pâtes et papiers et le lixiviat depuis des sites d'enfouissement.

Compte tenu de tous les éléments de preuve disponibles avancés dans la présente évaluation préalable, le cobalt et les composés de cobalt solubles représentent un risque de

from cobalt and soluble cobalt compounds. It is concluded that cobalt and soluble cobalt compounds meet the criteria under paragraph 64(a) of CEPA, as they are entering or may enter the environment in a quantity or concentration or under conditions that have or may have an immediate or long-term harmful effect on the environment or its biological diversity. However, it is concluded that cobalt and soluble cobalt compounds do not meet the criteria under paragraph 64(b) of CEPA, as they are not entering the environment in a quantity or concentration or under conditions that constitute or may constitute a danger to the environment on which life depends.

For the human health assessment, general population exposure was characterized using nationally representative biomonitoring data collected from 2009 to 2011 as part of the Canadian Health Measures Survey (CHMS). Whole blood cobalt concentrations are representative of daily exposure to natural and anthropogenic sources of bioavailable cobalt from all sources, including environmental media, food and the use of products. The results of the CHMS did not show statistically significant differences in blood concentrations of cobalt between the general population and subpopulations based on age or gender. Inhalation exposure to solid or particulate forms of the cobalt moiety was evaluated using concentrations of cobalt measured in personal air samplers and is considered most representative of typical daily exposures.

Based on the weight-of-evidence analysis, international agencies have classified cobalt-containing substances as carcinogens. These classifications are primarily based on the evidence from site-specific tumours observed in the respiratory tract of rodents exposed to cobalt sulphate via the inhalation route. Available short-term and subchronic oral studies in animals, or epidemiology studies in humans, do not provide evidence for potential systemic or site-specific carcinogenicity by the oral route. Genotoxicity of cobalt is likely mediated by indirect mechanisms, including generation of reactive oxygen species and inhibition of DNA repair enzymes. Lethal cardiomyopathy in malnourished individuals who consumed large quantities of beer containing cobalt sulphate was identified as a critical effect for risk characterization. Selection of this endpoint is considered conservative, as the affected population may have been more susceptible than the general population due to dietary insufficiencies and prior cardiac damage from excessive alcohol consumption. Polycythemia (the increase of red blood cells and haemoglobin) observed in humans was identified as another critical health effect for the risk characterization of the general population. The critical effect identified for inhalation exposure was reduced lung function reported in

dommage pour les organismes, mais pas pour l'intégrité globale de l'environnement. Il est conclu que le cobalt et les composés de cobalt solubles satisfont aux critères énoncés à l'alinéa 64a) de la LCPE, car ils pénètrent ou peuvent pénétrer dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions de nature à avoir, immédiatement ou à long terme, un effet nocif sur l'environnement ou sur la diversité biologique. Toutefois, il est conclu que le cobalt et les composés de cobalt solubles ne satisfont pas aux critères énoncés à l'alinéa 64b) de la LCPE, car ils ne pénètrent pas dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions de nature à mettre en danger l'environnement essentiel pour la vie.

Pour l'évaluation ayant trait à la santé humaine, l'exposition de la population générale a été caractérisée en utilisant des données de biosurveillance représentatives à l'échelle nationale recueillies entre 2009 et 2011 dans le cadre de l'Enquête canadienne sur les mesures de la santé (ECMS). Les concentrations de cobalt dans le sang complet reflètent l'exposition quotidienne aux sources naturelles et anthropiques de cobalt biodisponible provenant de toutes les sources, y compris les milieux de l'environnement, les aliments et l'utilisation de produits. Les résultats de cette enquête ne montrent pas de différences statistiquement significatives entre les concentrations sanguines de cobalt de la population générale et des sous-populations basées sur l'âge ou le sexe. L'exposition par inhalation de cobalt sous forme solide ou de particules a été évaluée en utilisant les concentrations de cobalt mesurées au moyen d'échantillonneurs d'air personnel, et elle est considérée comme la plus représentative des expositions quotidiennes typiques.

En se fondant sur une analyse du poids de la preuve, des organismes internationaux ont classé les substances contenant du cobalt comme cancérigènes. Ces classifications sont principalement basées sur la présence de tumeurs dans le système respiratoire chez les rongeurs exposés par inhalation au sulfate de cobalt. Les études à court terme ou subchroniques par voie orale chez des animaux ou les études épidémiologiques chez des humains n'ont pas permis d'apporter de preuve de cancérigénicité systémique potentielle ou spécifique du site par voie orale. La génotoxicité du cobalt est probablement médiée par des mécanismes indirects, y compris la production d'espèces réactives d'oxygène et l'inhibition des enzymes de réparation de l'ADN. La myocardopathie létale chez des individus sous-alimentés consommant de grandes quantités de bière contenant du sulfate de cobalt a été identifiée comme l'effet critique pour la caractérisation des risques. La sélection de ce paramètre est considérée comme prudente, car la population affectée peut être plus susceptible que la population générale en raison d'insuffisances alimentaires et de dommages cardiaques antérieurs dus à une consommation excessive d'alcool. La polyglobulie (l'augmentation du nombre de globules rouges et de l'hémoglobine) observée chez des humains a été définie

individuals occupationally exposed to dust containing cobalt in the diamond polishing industry.

These endpoints were considered conservative and protective of potential harmful effects observed in the animal database, including developmental, reproductive and carcinogenic effects. The margins of exposure between cobalt levels in whole blood of Canadians from a nationally representative survey or cobalt levels in personal air samples and conservative effect levels are considered adequate to address uncertainties in the health effects and exposure databases.

Therefore, it is concluded that cobalt and cobalt from cobalt-containing substances, including the substances identified in the table above, do not meet the criteria under paragraph 64(c) of CEPA, as they are not entering the environment in a quantity or concentration or under conditions that constitute or may constitute a danger in Canada to human life or health.

Conclusion

It is concluded that cobalt and soluble cobalt compounds meet one or more of the criteria set out in section 64 of CEPA. In addition, cobalt and soluble cobalt compounds have been determined to meet the persistence criteria but do not meet the bioaccumulation criteria as set out in the *Persistence and Bioaccumulation Regulations* of CEPA.

The final screening assessment and the proposed risk management approach document for these substances are available on the Canada.ca (Chemical Substances) website (www.canada.ca/en/health-canada/services/chemical-substances.html).

[21-1-o]

comme un autre effet critique sur la santé pour la caractérisation des risques pour la population générale. L'effet critique défini pour l'exposition par inhalation était une fonction pulmonaire réduite rapportée chez des individus exposés au travail à de la poussière contenant du cobalt dans l'industrie du polissage de diamant.

L'utilisation de ces paramètres est considérée comme prudente et permettant une protection contre les effets nocifs potentiels observés dans la base de données sur les animaux, dont les effets sur le développement, la reproduction et la cancérogénicité. Les marges d'exposition entre les concentrations de cobalt dans le sang complet des Canadiens observées par une enquête nationale ou les concentrations de cobalt dans les échantillons d'air personnel et les valeurs prudentes donnant lieu à des effets sont considérées comme adéquates pour tenir compte des incertitudes dans les bases de données concernant les effets sur la santé humaine et l'exposition.

Il est donc conclu que le cobalt et le cobalt issu des substances contenant du cobalt, y compris les substances identifiées dans le tableau ci-dessus, ne satisfont pas aux critères de l'alinéa 64c) de la LCPE, car ils ne pénètrent pas dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions de nature à constituer un danger au Canada pour la vie ou la santé humaines.

Conclusion

Il est conclu que le cobalt et les composés de cobalt solubles satisfont à un ou à plusieurs des critères de l'article 64 la LCPE. De plus, il a été déterminé que le cobalt et les composés de cobalt solubles satisfont aux critères de persistance, mais ne satisfont pas aux critères de bioaccumulation énoncés dans le *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation* de la LCPE.

L'évaluation préalable finale et l'approche de gestion des risques proposée pour ces substances sont accessibles sur le site Web Canada.ca (Substances chimiques) [www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques.html].

[21-1-o]

**DEPARTMENT OF PUBLIC SAFETY AND
EMERGENCY PREPAREDNESS****CRIMINAL CODE***Revocation of designation as fingerprint examiner*

Pursuant to subsection 667(5) of the *Criminal Code*, I hereby revoke the designation of the following persons of the Winnipeg Police Service as fingerprint examiners:

Wayne Robert Campbell

David Mathews

Karen Robert

Ottawa, May 12, 2017

Kathy Thompson

Assistant Deputy Minister

Community Safety and Countering Crime Branch

[21-1-o]

PRIVY COUNCIL OFFICE*Appointment opportunities*

We know that our country is stronger — and our government more effective — when decision-makers reflect Canada's diversity. Moving forward, the Government of Canada will use an appointment process that is transparent and merit-based, strives for gender parity, and ensures that Indigenous Canadians and minority groups are properly represented in positions of leadership. We will 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.

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 (<http://www.appointments-nominations.gc.ca/slctnPres.asp?menu=1&lang=eng>).

**MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE ET DE LA
PROTECTION CIVILE****CODE CRIMINEL***Révocation de nomination à titre de préposé aux
empreintes digitales*

En vertu du paragraphe 667(5) du *Code criminel*, je révoque par la présente la nomination des personnes suivantes du service de police de Winnipeg à titre de préposé aux empreintes digitales :

Wayne Robert Campbell

David Mathews

Karen Robert

Ottawa, le 12 mai 2017

La sous-ministre adjointe

Secteur de la sécurité communautaire et

de la lutte contre le crime

Kathy Thompson

[21-1-o]

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. À l'avenir, le gouvernement du Canada suivra un processus de nomination transparent et fondé sur le mérite qui s'inscrit dans le droit fil de l'engagement du gouvernement à assurer la parité entre les sexes et une représentation adéquate des Canadiens autochtones et des groupes minoritaires dans les postes de direction. Nous continuerons 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.

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 (<http://www.appointments-nominations.gc.ca/slctnPres.asp?menu=1&lang=fra>).

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Directors	Canada Infrastructure Bank	June 30, 2017	Administrateurs(trices) du conseil	Banque de l'infrastructure du Canada	30 juin 2017
President and CEO	Canada Infrastructure Bank	June 30, 2017	Président(e) et premier(ère) dirigeant(e)	Banque de l'infrastructure du Canada	30 juin 2017
Directors	Canadian Commercial Corporation	June 22, 2017	Administrateurs(trices)	Corporation commerciale canadienne	22 juin 2017
President	Canadian Institutes of Health Research	June 30, 2017	Président(e)	Instituts de recherche en santé du Canada	30 juin 2017
Directors	Export Development Canada	June 22, 2017	Administrateurs(trices)	Exportation et développement Canada	22 juin 2017
Commissioners	First Nations Tax Commission	June 12, 2017	Commissaires	Commission de la fiscalité des premières nations	12 juin 2017
Commissioners	National Battlefields Commission	June 5, 2017	Commissaires	Commission des champs de bataille nationaux	5 juin 2017
Members	National Research Council of Canada	June 5, 2017	Membres	Conseil national de recherches du Canada	5 juin 2017
Chairperson	National Seniors Council	June 19, 2017	Président(e)	Conseil national des aînés	19 juin 2017
Member	National Seniors Council	June 19, 2017	Membre	Conseil national des aînés	19 juin 2017
Members	Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada	June 5, 2017	Membres	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada	5 juin 2017
Correctional Investigator	Office of the Correctional Investigator of Canada	June 6, 2017	Enquêteur correctionnel	Bureau de l'enquêteur correctionnel du Canada	6 juin 2017
Information Commissioner	Office of the Information Commissioner	July 14, 2017	Commissaire à l'information	Commissariat à l'information	14 juillet 2017
Chairperson	Parole Board of Canada	June 6, 2017	Président(e)	Commission des libérations conditionnelles du Canada	6 juin 2017
Chairperson	Royal Canadian Mounted Police External Review Committee	June 6, 2017	Président(e)	Comité externe d'examen de la Gendarmerie royale du Canada	6 juin 2017
Members	Social Sciences and Humanities Research Council	June 5, 2017	Membres	Conseil de recherches en sciences humaines	5 juin 2017

Ongoing opportunities

Opportunities posted on an ongoing basis.

Position	Organization	Closing date
Members	Veterans Review and Appeal Board	July 31, 2017

Upcoming opportunities

New opportunities that will be posted in the coming weeks.

Position	Organization
President (Chief Executive Officer)	Atomic Energy of Canada Limited
Commissioner	British Columbia Treaty Commission
Director	Canada Post Corporation
Chairperson	Canadian Broadcasting Corporation
Director	Canadian Broadcasting Corporation
President	Canadian Broadcasting Corporation
Chairperson	Civilian Review and Complaints Commission for the Royal Canadian Mounted Police
Directors	First Nations Financial Management Board
Sergeant-at-Arms	House of Commons
President	International Development Research Centre
Commissioner	International Joint Commission
Chief Executive Officer	Invest in Canada Agency
Chief Electoral Officer	Office of the Chief Electoral Officer

[21-1-o]

Possibilités d'emploi permanentes

Possibilités affichées de manière continue.

Poste	Organisation	Date de clôture
Membres	Tribunal des anciens combattants (révision et appel)	31 juillet 2017

Possibilités d'emploi à venir

Nouvelles possibilités de nominations qui seront affichées dans les semaines à venir.

Poste	Organisation
Président(e) et premier(ère) dirigeant(e)	Énergie atomique du Canada limitée
Commissaire	Commission des traités de la Colombie-Britannique
Administrateur(trice)	Société canadienne des postes
Président(e) du conseil	Société Radio-Canada
Administrateur(trice)	Société Radio-Canada
Président(e)-directeur(trice) général(e)	Société Radio-Canada
Président(e)	Commission civile d'examen et de traitement des plaintes relatives à la Gendarmerie royale du Canada
Conseillers(ères)	Conseil de gestion financière des premières nations
Sergent(e) d'armes	Chambre des communes
Président(e)	Centre de recherches pour le développement international
Commissaire	Commission mixte internationale
Président(e) et premier(ère) dirigeant(e)	Agence Investir au Canada
Directeur(trice) général(e) des élections	Bureau du directeur général des élections

[21-1-o]

BANK OF CANADA

Statement of financial position as at April 30, 2017

(Millions of dollars)

Unaudited

ASSETS		LIABILITIES AND EQUITY	
Cash and foreign deposits	19.0	Bank notes in circulation.....	78,890.3
Loans and receivables		Deposits	
Securities purchased under resale agreements.....	7,002.5	Government of Canada.....	23,456.5
Advances to members of Payments Canada*.....	—	Members of Payments Canada*	499.8
Advances to governments.....	—	Other deposits	<u>2,336.8</u>
Other receivables	<u>6.1</u>		26,293.1
	7,008.6	Securities sold under repurchase agreements	—
Investments		Other liabilities.....	<u>577.5</u>
Treasury bills of Canada	17,542.2		105,760.9
Government of Canada bonds.....	80,495.1	Equity	
Other investments.....	<u>422.8</u>	Share capital	5.0
	98,460.1	Statutory and special reserves.....	125.0
Property and equipment	571.0	Available-for-sale reserve	<u>384.8</u>
Intangible assets.....	35.9		<u>514.8</u>
Other assets	<u>181.1</u>		
	<u>106,275.7</u>		<u>106,275.7</u>

I declare that the foregoing statement is correct according to the books of the Bank.

Ottawa, May 15, 2017

Carmen Vierula
Chief Financial Officer and Chief Accountant

I declare that the foregoing statement is to the best of my knowledge and belief correct, and shows truly and clearly the financial position of the Bank, as required by section 29 of the *Bank of Canada Act*.

Ottawa, May 15, 2017

Stephen S. Poloz
Governor

[21-1-o]

* Formerly "Canada Payments Association"

BANQUE DU CANADA

État de la situation financière au 30 avril 2017

(En millions de dollars)

Non audité

ACTIF		PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	
Encaisse et dépôts en devises	19,0	Billets de banque en circulation	78 890,3
Prêts et créances		Dépôts	
Titres achetés dans le cadre de conventions de revente	7 002,5	Gouvernement du Canada	23 456,5
Avances aux membres de Paiements Canada*	—	Membres de Paiements Canada*	499,8
Avances aux gouvernements	—	Autres dépôts	<u>2 336,8</u>
Autres créances	<u>6,1</u>		26 293,1
	7 008,6	Titres vendus dans le cadre de conventions de rachat	—
Placements		Autres éléments de passif	<u>577,5</u>
Bons du Trésor du Canada	17 542,2		105 760,9
Obligations du gouvernement du Canada	80 495,1	Capitaux propres	
Autres placements	<u>422,8</u>	Capital-actions	5,0
	98 460,1	Réserve légale et réserve spéciale	125,0
Immobilisations corporelles	571,0	Réserve d'actifs disponibles à la vente	<u>384,8</u>
Actifs incorporels	35,9		514,8
Autres éléments d'actif	<u>181,1</u>		
	<u>106 275,7</u>		<u>106 275,7</u>

Je déclare que l'état ci-dessus est exact, au vu des livres de la Banque.

Ottawa, le 15 mai 2017

Le chef des finances et comptable en chef
Carmen Vierula

Je déclare que l'état ci-dessus est exact, à ma connaissance, et qu'il montre fidèlement et clairement la situation financière de la Banque, en application de l'article 29 de la *Loi sur la Banque du Canada*.

Ottawa, le 15 mai 2017

Le gouverneur
Stephen S. Poloz

[21-1-o]

* Anciennement l'« Association canadienne des paiements »

PARLIAMENT

HOUSE OF COMMONS

First Session, Forty-Second Parliament

PRIVATE BILLS

Standing Order 130 respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on November 28, 2015.

For further information, contact the Private Members' Business Office, House of Commons, Centre Block, Room 134-C, Ottawa, Ontario K1A 0A6, 613-992-6443.

Marc Bosc

Acting Clerk of the House of Commons

PARLEMENT

CHAMBRE DES COMMUNES

Première session, quarante-deuxième 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 28 novembre 2015.

Pour d'autres renseignements, prière de communiquer avec le Bureau des affaires émanant des députés à l'adresse suivante : Chambre des communes, Édifice du Centre, pièce 134-C, Ottawa (Ontario) K1A 0A6, 613-992-6443.

Le greffier par intérim de la Chambre des communes

Marc Bosc

COMMISSIONS**CANADA BORDER SERVICES AGENCY****SPECIAL IMPORT MEASURES ACT***Certain silicon metal – Decision*

On May 15, 2017, pursuant to subsection 39(1) of the *Special Import Measures Act* (SIMA), the Canada Border Services Agency extended the time period for making preliminary determinations with respect to the investigations into the alleged injurious dumping of certain silicon metal originating in or exported from the Federative Republic of Brazil (Brazil), the Republic of Kazakhstan (Kazakhstan), Lao People's Democratic Republic, Malaysia, the Kingdom of Norway (Norway), the Russian Federation and the Kingdom of Thailand (Thailand), and the alleged injurious subsidizing of certain silicon metal originating in or exported from Brazil, Kazakhstan, Malaysia, Norway and Thailand.

SIMA provides that, under normal circumstances, the preliminary stage of the investigations shall be completed within 90 days of the date of initiation. However, due to the complexity and novelty of the issues presented by the investigations, the period has been extended to 135 days, pursuant to subsection 39(1) of SIMA.

Consequently, the preliminary determinations will be made on or before July 5, 2017.

Information

For further information, contact Mr. Andrew Manera by telephone at 613-946-2052 or by email at Andrew.Manera@cbsa-asfc.gc.ca.

Ottawa, May 15, 2017

Darryl Larson

Acting Director General
Trade and Anti-dumping Programs Directorate

[21-1-o]

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL**INQUIRY***Architect and engineering services*

The Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) has received a complaint (File No. PR-2017-009) from Smith Vigeant architectes inc. + ABCP architecture

COMMISSIONS**AGENCE DES SERVICES FRONTALIERS DU CANADA****LOI SUR LES MESURES SPÉCIALES D'IMPORTATION***Certaines concentrations de silicium-métal – Décision*

Le 15 mai 2017, conformément au paragraphe 39(1) de la *Loi sur les mesures spéciales d'importation* (LMSI), l'Agence des services frontaliers du Canada a prorogé le délai prévu pour rendre ses décisions provisoires concernant les enquêtes sur le présumé dumping dommageable de certaines concentrations de silicium-métal originaires ou exportées de la République fédérative du Brésil (Brésil), de la République du Kazakhstan (Kazakhstan), de la République démocratique populaire lao, de la Malaisie, du Royaume de Norvège (Norvège), de la Fédération de Russie et du Royaume de Thaïlande (Thaïlande), et le présumé subventionnement dommageable de certaines concentrations de silicium-métal originaires ou exportées du Brésil, du Kazakhstan, de la Malaisie, de la Norvège et de la Thaïlande.

La LMSI prévoit que, en toute circonstance normale, l'étape provisoire des enquêtes doit être complétée dans les 90 jours suivant l'ouverture de celles-ci. Toutefois, en raison de la complexité et du caractère inédit des points soulevés par les enquêtes, ce délai de 90 jours a été porté à 135 jours, conformément au paragraphe 39(1) de la LMSI.

Conséquemment, les décisions provisoires seront rendues d'ici le 5 juillet 2017.

Renseignements

Pour de plus amples renseignements, n'hésitez pas à communiquer avec Marie-Josée Charette par téléphone au 613-954-7399 ou par courriel à Marie-Josée.Charette@cbsa-asfc.gc.ca.

Ottawa, le 15 mai 2017

Le directeur général intérimaire
Direction des programmes commerciaux et antidumping
Darryl Larson

[21-1-o]

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR**ENQUÊTE***Services d'architecture et d'ingénierie*

Le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal) a reçu une plainte (dossier n° PR-2017-009) déposée par Smith Vigeant architectes inc. + ABCP architecture

(SVA + ABCP), of Québec (Quebec), concerning a procurement (Solicitation No. 5P301-16-0005) by the Parks Canada Agency (PCA). The solicitation is for the provision of heritage architecture services on PCA historic sites and heritage buildings. 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 hereby given that the Tribunal made a decision on May 16, 2017, to conduct an inquiry into the complaint.

SVA + ABCP disputes the PCA's decision to declare its proposal non compliant with respect to certain mandatory requirements of the solicitation.

Further information may be obtained from the Registrar, Canadian International Trade Tribunal Secretariat, 333 Laurier Avenue West, 15th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0G7, 613-993-3595 (telephone), 613-990-2439 (fax), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, May 16, 2017

[21-1-o]

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

INQUIRY

Marine fuel (energy)

The Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) has received a complaint (File No. PR-2017-010) from MLS (Overseas) Ltd. (MLS), of Braintree, United Kingdom, concerning a procurement (Solicitation No. W010X-16B042/A) by the Department of Public Works and Government Services (PWGSC). The solicitation is for logistic support services of a recognized marine fuel supplier. 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 hereby given that the Tribunal made a decision on May 11, 2017, to conduct an inquiry into the complaint.

MLS alleges that PWGSC improperly awarded a standing offer to a bidder who, at the time of award, did not have the required security clearance.

Further information may be obtained from the Registrar, Canadian International Trade Tribunal Secretariat, 333 Laurier Avenue West, 15th Floor, Ottawa, Ontario K1A 0G7, 613-993-3595 (telephone), 613-990-2439 (fax), citt-tcce@tribunal.gc.ca (email).

Ottawa, May 17, 2017

[21-1-o]

(SVA + ABCP), de Québec (Québec), concernant un marché (invitation n° 5P301-16-0005) passé par l'Agence Parcs Canada (Parcs Canada). L'invitation porte sur la prestation de services d'architecture patrimoniale pour les lieux historiques et les édifices du patrimoine de Parcs Canada. 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 par la présente que le Tribunal a décidé, le 16 mai 2017, d'enquêter sur la plainte.

SVA + ABCP conteste la décision de Parcs Canada selon laquelle sa proposition ne satisfait pas à certaines exigences obligatoires de l'appel d'offres.

Pour plus de renseignements, veuillez communiquer avec le Greffier, Secrétariat du Tribunal canadien du commerce extérieur, 333, avenue Laurier Ouest, 15^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0G7, 613-993-3595 (téléphone), 613-990-2439 (télécopieur), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 16 mai 2017

[21-1-o]

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

ENQUÊTE

Combustible marin (énergie)

Le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal) a reçu une plainte (dossier n° PR-2017-010) déposée par MLS (Overseas) Ltd. (MLS), de Braintree (Royaume-Uni), concernant un marché (invitation n° W010X-16B042/A) passé par le ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux (TPSGC). L'invitation porte sur des services de soutien logistique d'un fournisseur reconnu de combustible marin. 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 par la présente que le Tribunal a décidé, le 11 mai 2017, d'enquêter sur la plainte.

MLS allègue que TPSGC a incorrectement adjudgé une offre à commandes à un soumissionnaire qui, au moment de l'adjudication, ne détenait pas l'habilitation de sécurité requise.

Pour plus de renseignements, veuillez communiquer avec le Greffier, Secrétariat du Tribunal canadien du commerce extérieur, 333, avenue Laurier Ouest, 15^e étage, Ottawa (Ontario) K1A 0G7, 613-993-3595 (téléphone), 613-990-2439 (télécopieur), tcce-citt@tribunal.gc.ca (courriel).

Ottawa, le 17 mai 2017

[21-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

NOTICE TO INTERESTED PARTIES

The Commission posts on its website the decisions, notices of consultation and regulatory policies that it publishes, as well as information bulletins and orders. On April 1, 2011, the *Canadian Radio-television and Telecommunications Commission Rules of Practice and Procedure* came into force. As indicated in Part 1 of these Rules, some broadcasting applications are posted directly on the Commission's website, www.crtc.gc.ca, under "Part 1 Applications."

To be up to date on all ongoing proceedings, it is important to regularly consult "Today's Releases" on the Commission's website, which includes daily updates to notices of consultation that have been published and ongoing proceedings, as well as a link to Part 1 applications.

The following documents are abridged versions of the Commission's original documents. The original documents contain a more detailed outline of the applications, including the locations and addresses where the complete files for the proceeding may be examined. These documents are posted on the Commission's website and may also be examined at the Commission's offices and public examination rooms. Furthermore, all documents relating to a proceeding, including the notices and applications, are posted on the Commission's website under "Public Proceedings."

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

PART 1 APPLICATIONS

The following applications for renewal or amendment, or complaints were posted on the Commission's website between May 12 and May 17, 2017.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

AVIS AUX INTÉRESSÉS

Le Conseil affiche sur son site Web les décisions, les avis de consultation et les politiques réglementaires qu'il publie ainsi que les bulletins d'information et les ordonnances. Le 1^{er} avril 2011, les *Règles de pratique et de procédure du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes* sont entrées en vigueur. Tel qu'il est prévu dans la partie 1 de ces règles, le Conseil affiche directement sur son site Web, www.crtc.gc.ca, certaines demandes de radiodiffusion sous la rubrique « Demandes de la Partie 1 ».

Pour être à jour sur toutes les instances en cours, il est important de consulter régulièrement la rubrique « Nouvelles du jour » du site Web du Conseil, qui comporte une mise à jour quotidienne des avis de consultation publiés et des instances en cours, ainsi qu'un lien aux demandes de la partie 1.

Les documents qui suivent sont des versions abrégées des documents originaux du Conseil. Les documents originaux contiennent une description plus détaillée de chacune des demandes, y compris les lieux et les adresses où l'on peut consulter les dossiers complets de l'instance. Ces documents sont affichés sur le site Web du Conseil et peuvent également être consultés aux bureaux et aux salles d'examen public du Conseil. Par ailleurs, tous les documents qui se rapportent à une instance, y compris les avis et les demandes, sont affichés sur le site Web du Conseil sous « Instances publiques ».

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

DEMANDES DE LA PARTIE 1

Les demandes de renouvellement ou de modification ou les plaintes suivantes ont été affichées sur le site Web du Conseil entre le 12 mai et le 17 mai 2017.

Application filed by / Demande présentée par	Application number / Numéro de la demande	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province	Deadline for submission of interventions, comments or replies / Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses
Ethnic Channels Group Limited	2017-0410-7	FunboxUHD	Across Canada / L'ensemble du Canada		June 14, 2017 / 14 juin 2017

ADMINISTRATIVE DECISIONS

DÉCISIONS ADMINISTRATIVES

Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province	Date of decision / Date de la décision
Grande Prairie Radio Ltd.				April 28, 2017 / 28 avril 2017

NOTICES OF CONSULTATION

AVIS DE CONSULTATION

Notice number / Numéro de l'avis	Publication date of the notice / Date de publication de l'avis	City / Ville	Province	Deadline for filing of interventions, comments or replies OR hearing date / Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses OU date de l'audience
2017-154	May 15, 2017 / 15 mai 2017			August 18, 2017 / 18 août 2017

DECISIONS

DÉCISIONS

Decision number / Numéro de la décision	Publication date / Date de publication	Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province
2017-143	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Various licensees / Divers titulaires	Television services of large French-language ownership / Services de télévision des grands groupes de propriété de langue française	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-144	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Bell Media Inc. / Bell Média inc.	Bell's French-language television services / Services de télévision de langue française de Bell	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-145	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Corus Entertainment Inc.	Corus's French-language television services / Services de télévision de langue française de Corus	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-146	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Groupe V Média inc.	Groupe V Média inc.'s French-language television services / Services de télévision de langue française de Groupe V Média inc.	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-147	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Quebecor Media Inc. / Québecor Média inc.	TVA Group's French-language television services / Services de télévision de langue française de Groupe TVA	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-148	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Various licensees / Divers titulaires	Television services of large English-language ownership / Services de télévision des grands groupes de propriété de langue anglaise	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-149	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Bell Media Inc. / Bell Média inc.	Bell's English-language television services / Services de télévision de langue anglaise de Bell	Across Canada / L'ensemble du Canada	

Decision number / Numéro de la décision	Publication date / Date de publication	Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province
2017-150	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Corus Entertainment Inc.	Corus's English-language television services / Services de télévision de langue anglaise de Corus	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-151	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Rogers Media Inc.	Rogers's English-language television services / Services de télévision de langue anglaise de Rogers	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-152	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Rogers Media Inc.	OMNI Regional	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-155	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Shaw Cablesystems (VCI) Limited	Shaw On Demand	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2017-156	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Telelatino Network Inc.	Telelatino	Across Canada / L'ensemble du Canada	

ORDERS

ORDONNANCES

Order number / Numéro de l'ordonnance	Publication date / Date de publication	Licensee's name / Nom du titulaire	Undertaking / Entreprise	Location / Endroit
2017-153	May 15, 2017 / 15 mai 2017	Rogers Media Inc.	OMNI Regional	Across Canada / L'ensemble du Canada

[21-1-o]

[21-1-o]

NATIONAL ENERGY BOARD

APPLICATION TO EXPORT ELECTRICITY
TO THE UNITED STATES*Rubicon NYP Corp*

By an application dated May 18, 2017, Rubicon NYP Corp (the "Applicant") has applied to the National Energy Board (the "Board"), under Division II of Part VI of the *National Energy Board Act* (the "Act"), for authorization to export up to 1 800 000 MWh of combined firm and interruptible energy annually for a period of 10 years.

The Board 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 deposit and keep on file, for public inspection during normal business hours, copies of the application at its offices located at Rubicon Energy Group, 386 Le Moyne Street, Suite 201, Montréal, Québec, Canada H3C 3R6, 514-232-1764 (telephone), jp@rubiconnyp.com (email), to the attention of Jean-Philippe Taillon, and

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

DEMANDE VISANT L'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ
AUX ÉTATS-UNIS*Rubicon NYP Corp*

Rubicon NYP Corp (le « demandeur ») a déposé auprès de l'Office national de l'énergie (l'« Office »), aux termes de la section II de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi »), une demande datée du 18 mai 2017 en vue d'obtenir l'autorisation d'exporter jusqu'à un total combiné de 1 800 000 MWh par année d'énergie garantie et interruptible pendant une période de 10 ans.

L'Office souhaite obtenir les commentaires des parties intéressées sur cette demande avant de délivrer un permis ou de recommander au gouverneur de soumettre la demande au processus de délivrance des licences. Les instructions relatives à la procédure énoncées ci-après exposent en détail la démarche qui sera suivie.

1. Le demandeur doit déposer et conserver en dossier des copies de la demande, aux fins d'examen public pendant les heures normales d'ouverture, à ses bureaux situés à l'adresse suivante : Rubicon Energy Group, 386, rue Le Moyne, bureau 201, Montréal (Québec) Canada H3C 3R6, 514-232-1764 (téléphone), jp@rubiconnyp.com (courriel),

provide a copy of the application to any person who requests one. A copy of the application is available for viewing during normal business hours, by appointment, in the Board's library, at 517 Tenth Avenue SW, 2nd Floor, Calgary, Alberta T2R 0A8. To make an appointment, please call 1-800-899-1265. The application is also available online at www.neb-one.gc.ca.

2. Submissions that any party wishes to present shall be filed with the Secretary, National Energy Board, 517 Tenth Avenue SW, Suite 210, Calgary, Alberta T2R 0A8, 403-292-5503 (fax), and served on the Applicant by July 1, 2017.

3. Pursuant to subsection 119.06(2) of the Act, the Board 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 purchase electricity on terms and conditions as favourable as the terms and conditions specified in the application to those who, within a reasonable time of 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 application and directions on procedure shall be filed with the Secretary of the Board and served on the party that filed the submission by July 16, 2017.

5. For further information on the procedures governing the Board's examination, contact the Secretary of the Board at 403-292-4800 (telephone) or 403-292-5503 (fax).

Sheri Young
Secretary

à l'attention de Jean-Philippe Taillon, et en fournir une copie à quiconque en fait la demande. Il est possible de consulter une copie de la demande sur rendez-vous pendant les heures normales d'ouverture, à la bibliothèque de l'Office, située au 517 Tenth Avenue SW, 2^e étage, Calgary (Alberta) T2R 0A8. Pour prendre rendez-vous, prière de composer le 1-800-899-1265. La demande est aussi disponible en ligne à l'adresse www.neb-one.gc.ca.

2. Les parties qui désirent déposer un mémoire doivent le faire auprès de la Secrétaire, Office national de l'énergie, 517 Tenth Avenue SW, bureau 210, Calgary (Alberta) T2R 0A8, 403-292-5503 (télécopieur), et le signifier au demandeur, au plus tard le 1^{er} juillet 2017.

3. Conformément au paragraphe 119.06(2) de la Loi, l'Office s'intéressera aux points de vue des déposants sur les questions suivantes :

a) les conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice;

b) si le demandeur :

(i) a informé quiconque s'est montré intéressé par l'achat d'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. Si le demandeur souhaite répondre aux mémoires visés aux points 2 et 3 du présent avis de la demande et des présentes instructions relatives à la procédure, il doit déposer sa réponse auprès de la secrétaire de l'Office et en signifier une copie à la partie qui a déposé le mémoire, au plus tard le 16 juillet 2017.

5. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les méthodes régissant l'examen mené par l'Office, veuillez communiquer avec la secrétaire de l'Office, par téléphone au 403-292-4800 ou par télécopieur au 403-292-5503.

La secrétaire
Sheri Young

MISCELLANEOUS NOTICES**SUMITOMO MITSUI BANKING CORPORATION OF CANADA****CERTIFICATE OF CONTINUANCE**

Notice is hereby given pursuant to subsection 39.1(2) of the *Bank Act* (Canada) [the “Act”] that Sumitomo Mitsui Banking Corporation of Canada, a bank incorporated under the Act, intends to apply to the Minister of Finance for an approval allowing it to apply for a certificate of continuance continuing it as a corporation under the *Canada Business Corporations Act*.

Toronto, May 6, 2017

Sumitomo Mitsui Banking Corporation of Canada

[18-4-o]

VILLE DE BEAUHARNOIS**PLANS DEPOSITED**

The Ville de Beauharnois hereby gives notice that an application has been made to the Minister of Transport under the *Navigation Protection Act* for approval of the plans and site of the work described herein. Under paragraph 5(6)(b) of the said Act, the Ville de Beauharnois has deposited with the Minister of Transport and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Beauharnois, at 140 Saint-Laurent Street, Beauharnois, Quebec, under deposit No. 23 024 201, a description of the site and plans for the construction of a quay with 99 places as well as a wave breaker on Lac Saint-Louis, on the boat ramp in the central area of the Ville de Beauharnois at the end of Richardson Street, specifically on the north side of Saint-Laurent Street. The site is located at the back of the properties bearing civic numbers 61 to 95 Saint-Laurent Street and in front of Lot 3 863 006.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Regional Manager, Navigation Protection Program, Transport Canada, 1550 D’Estimauville Avenue, Suite 401, Québec, Quebec G1J 0C8. However, comments will be considered only if they are in writing and are received not later than 30 days after the date of publication of the last notice. Although all comments conforming to the above will be considered, no individual response will be sent.

Beauharnois, May 8, 2017

Manon Fortier
Clerk

[21-1-o]

AVIS DIVERS**BANQUE SUMITOMO MITSUI DU CANADA****CERTIFICAT DE PROROGATION**

Avis est par les présentes donné en vertu du paragraphe 39.1(2) de la *Loi sur les banques* (Canada) [« Loi »] que Banque Sumitomo Mitsui du Canada, une banque constituée sous le régime de la Loi, a l’intention de demander au ministre des Finances l’autorisation de demander la délivrance d’un certificat de prorogation en société en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

Toronto, le 6 mai 2017

Banque Sumitomo Mitsui du Canada

[18-4-o]

VILLE DE BEAUHARNOIS**DÉPÔT DE PLANS**

La Ville de Beauharnois donne avis, par les présentes, qu’une demande a été déposée auprès du ministre des Transports en vertu de la *Loi sur la protection de la navigation*, pour l’approbation des plans et de l’emplacement de l’ouvrage décrit ci-après. La Ville de Beauharnois a, en vertu de l’alinéa 5(6)(b) de ladite loi, déposé auprès du ministre des Transports et au bureau de la publicité des droits du district d’enregistrement des titres fonciers du district de Beauharnois, au 140, rue Saint-Laurent, Beauharnois (Québec), sous le numéro de dépôt 23 024 201, une description de l’emplacement et les plans pour la construction d’un quai de 99 places ainsi qu’un brise-vague sur le lac Saint-Louis, à la descente de bateaux dans le secteur centre de la Ville de Beauharnois au bout de la rue Richardson, plus particulièrement du côté nord de la rue Saint-Laurent. Le site est situé à l’arrière des propriétés portant les numéros 61 à 95, rue Saint-Laurent et sur le lot 3 863 006.

Tout commentaire relatif à l’incidence de cet ouvrage sur la navigation maritime peut être adressé au Gestionnaire régional, Programme de protection de la navigation, Transports Canada, 1550, avenue d’Estimauville, bureau 401, Québec (Québec) G1J 0C8. Veuillez noter que seuls les commentaires faits par écrit et reçus au plus tard 30 jours suivant la date de publication du dernier avis seront considérés. Même si tous les commentaires respectant les conditions précitées seront considérés, aucune réponse individuelle ne sera transmise.

Beauharnois, le 8 mai 2017

La greffière
Manon Fortier

[21-1-o]

PROPOSED REGULATIONS

Table of contents

Environment, Dept. of the, and Dept. of Health

Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector) 2075

Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector) 2157

Environment, Dept. of the

Regulations Amending the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999) 2248

Health, Dept. of

Regulations Amending the Tobacco Reporting Regulations 2250

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Table des matières

Environnement, min. de l', et min. de la Santé

Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont) 2075

Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier) 2157

Environnement, min. de l'

Règlement modifiant le Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) 2248

Santé, min. de la

Règlement modifiant le Règlement sur les rapports relatifs au tabac 2250

Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

Statutory authority

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Sponsoring departments

Department of the Environment
Department of Health

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Greenhouse gas (GHG) emissions are contributing to a global warming trend that is associated with climate change. Oil and gas facilities account for 26% of Canada's total GHG emissions. These facilities are also Canada's largest emitters of methane, a potent GHG with a global warming potential 25 times that of carbon dioxide (CO₂).

Description: The proposed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* [the proposed Regulations] would introduce control measures (facility and equipment level standards) to reduce fugitive and venting emissions of hydrocarbons, including methane, from the oil and gas sector.

Cost-benefit statement: Between 2018 and 2035, the cumulative GHG emission reductions attributable to the proposed Regulations are estimated to be approximately 282 megatonnes of carbon dioxide equivalent (Mt CO₂e). Avoided climate change damages associated with these reductions are valued at \$13.4 billion. The total cost of the proposed Regulations is estimated to be \$3.3 billion, which would be offset in part by the

Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

Fondement législatif

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Ministères responsables

Ministère de l'Environnement
Ministère de la Santé

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Résumé

Enjeux : Les émissions de gaz à effet de serre (GES) aggravent la tendance au réchauffement de la planète qui est associée aux changements climatiques. Les installations pétrolières et gazières produisent 26 % de toutes les émissions de GES au Canada. Ces installations sont également les plus grands émetteurs de méthane du Canada, le méthane étant un GES puissant dont le potentiel de réchauffement de la Terre est 25 fois plus grand que celui du dioxyde de carbone (CO₂).

Description : La proposition de *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* [le règlement proposé] introduirait des mesures de contrôle (normes relatives aux installations et aux équipements) pour réduire les émissions d'évacuation et les émissions fugitives d'hydrocarbures, y compris le méthane, provenant du secteur pétrolier et gazier.

Énoncé des coûts et avantages : Entre 2018 et 2035, la réduction cumulative des émissions de GES attribuable au règlement proposé serait, selon les estimations, de quelque 282 mégatonnes d'équivalents en dioxyde de carbone (Mt éq. CO₂). Les dommages évités liés au changement climatique associés à la réduction sont évalués à 13,4 milliards de dollars. Le coût total du règlement proposé est estimé à 3,3 milliards de dollars.

recovery of 663 petajoules (PJ)¹ of natural gas, with a market value of \$1.6 billion, resulting in expected net benefits of \$11.7 billion.

“One-for-One” Rule and small business lens: The proposed Regulations would result in an increase in average annual administrative burden costs of around \$1.1 million, or about \$1,100 per business. The proposed Regulations are therefore considered to be an “IN” under the Government of Canada’s “One-for-One” Rule.

The small business lens applies, and various flexibilities have been incorporated into the proposed Regulations to address the concerns of small businesses. These flexibilities are expected to reduce the cost of the proposal for small businesses by \$56 million, or \$120,000 per small business, over 18 years. The proposed Regulations would result in cumulative costs of about \$14 million for small businesses, or \$30,000 per small business.

Domestic and international coordination and cooperation: The proposed Regulations would deliver on the Prime Minister’s March 2016 commitment to reduce emissions of methane from the oil and gas sector by 40% to 45% below 2012 levels by 2025 and would be consistent with Canada’s commitment in the United States–Canada Joint Statement on Climate, Energy, and Arctic Leadership; the Paris Agreement; and the Leaders’ Statement on a North American Climate, Clean Energy, and Environment Partnership. Harmonization with provincial measures has been incorporated into the proposed Regulations to the extent possible.

Background

Methane (CH₄) is a hydrocarbon that is the main component of natural gas. In its pure state, methane is a colourless, odourless flammable gas and is considered a toxic substance listed under Schedule 1 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA). It is also a greenhouse gas (GHG) with a global warming potential 25 times greater than that of carbon dioxide (CO₂). Oil and gas facilities account for 26% of Canada’s total GHG emissions and are Canada’s largest industrial emitters of methane. The majority of these emissions are released by fugitive (unintentional releases) and venting (intentional releases) sources.

¹ A petajoule is equal to one quadrillion (10¹⁵) joules.

et serait compensé en partie par la récupération de 663 pétajoules (PJ)¹ de gaz naturel, évalué à une valeur marchande de 1,6 milliard de dollars, engendrant des avantages nets escomptés de 11,7 milliards de dollars.

Règle du « un pour un » et lentille des petites entreprises : Le règlement proposé produirait une augmentation moyenne annuelle des coûts liés au fardeau administratif de 1,1 million de dollars environ, soit à peu près 1 100 \$ par entreprise. Le règlement proposé est par conséquent considéré comme un « AJOUT » selon la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada.

La lentille des petites entreprises s’applique, et diverses solutions ont été intégrées au règlement proposé pour atténuer les craintes de ces entreprises. Ces solutions devraient réduire le coût de la proposition de 56 millions de dollars, ou de 120 000 \$ par petite entreprise, sur 18 ans. Le coût cumulatif du règlement proposé serait de 14 millions de dollars environ pour les petites entreprises, ou de 30 000 \$ pour chacune.

Coordination et coopération à l’échelle nationale et internationale : Le règlement proposé respecterait l’engagement pris par le premier ministre en mars 2016 de réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % en dessous des niveaux de 2012 d’ici 2025 et serait compatible avec la Déclaration conjointe du Canada et des États-Unis sur le climat, l’énergie et le rôle de leadership dans l’Arctique; l’Accord de Paris; la Déclaration des leaders sur le partenariat nord-américain en matière de climat, d’énergie propre et d’environnement. L’harmonisation avec les mesures provinciales a été intégrée au règlement proposé dans la mesure du possible.

Contexte

Le méthane (CH₄) est un hydrocarbure qui est le principal composant du gaz naturel. À l’état pur, il est incolore, inodore et inflammable, et il est considéré comme une substance toxique inscrite à l’annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)* [LCPE]. C’est aussi un gaz à effet de serre (GES) dont le potentiel de réchauffement de la planète est 25 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone (CO₂). Les installations pétrolières et gazières produisent 26 % des émissions totales de GES au Canada et constituent la principale source industrielle de méthane au pays. La plus grande partie de ces émissions est rejetée par des sources diffuses (rejets involontaires d’émissions fugitives) et par l’évacuation des gaz (rejets intentionnels).

¹ Un pétajoule est égal à un quadrillion (10¹⁵) de joules.

Historical and current GHG emissions are causing the global average surface temperature to increase, leading to climatic changes such as the increased frequency and severity of extreme weather events. The impacts of climate change are already becoming evident. These include thawing permafrost, eroding coastlines and rising sea levels. These impacts are expected to worsen as temperatures rise. Climate change is of major concern for society due to impacts on natural habitats, agriculture and food supplies, infrastructure, and low-lying and coastal communities.²

The Government of Canada is committed to taking action on climate change. At the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) conference in December 2015, the international community, including Canada, reached the Paris Agreement, an accord intended to reduce global GHG emissions in order to limit the rise in global average temperature to less than 2 °C above pre-industrial levels and to pursue efforts to limit the temperature increase to 1.5 °C. As part of the Paris Agreement, Canada pledged to reduce national GHG emissions by 30% below 2005 levels by 2030,³ including a commitment to develop regulations to address methane emissions from the oil and gas sector.⁴

In March 2016, Canada and the United States issued the Joint Statement on Climate, Energy, and Arctic Leadership and have committed to working together to implement their respective commitments under the Paris Agreement. Building on a history of joint activity to reduce air emissions, Canada and the United States agreed to take action to reduce methane emissions from the oil and gas sector, the world's largest industrial methane source. Both countries adopted a target to reduce emissions of methane from their oil and gas sectors by 40% to 45% below 2012 levels by 2025.⁵ In June 2016, Mexico joined Canada and the United States and committed to the target as well under the Leaders' Statement on a North American Climate, Clean Energy, and Environment Partnership. To

Les émissions historiques et actuelles de gaz à effet de serre font augmenter la température de surface moyenne mondiale, entraînant des changements climatiques tels que l'augmentation de la fréquence et de la gravité des phénomènes météorologiques extrêmes. Les impacts du changement climatique sont déjà évidents. Ceux-ci comprennent le dégel du pergélisol, l'érosion des côtes et l'élévation du niveau de la mer. Ces effets devraient empirer à mesure que les températures augmenteront. Le changement climatique est une préoccupation majeure pour la société en raison des impacts sur les habitats naturels, l'agriculture et l'approvisionnement alimentaire, les infrastructures et les communautés côtières et des basses terres côtières.²

Le gouvernement du Canada s'est engagé à agir pour lutter contre les changements climatiques. À la conférence de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) tenue en décembre 2015, la communauté internationale, et notamment le Canada, a conclu l'Accord de Paris, qui vise à réduire les émissions de GES dans le monde afin de limiter à moins de 2 °C au-dessus des niveaux préindustriels la hausse de la température moyenne de la planète et à poursuivre les efforts pour limiter l'augmentation de la température à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels. Dans le cadre de l'Accord de Paris, le Canada a promis de réduire d'ici 2030 les émissions nationales de GES de 30 % par rapport au niveau de 2005³, et s'est engagé notamment à élaborer un règlement sur les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier⁴.

En mars 2016, le Canada et les États-Unis ont diffusé la Déclaration conjointe sur le climat, l'énergie et le rôle de leadership dans l'Arctique et ont convenu de collaborer pour concrétiser les engagements que chaque pays a pris dans le cadre de l'Accord de Paris. Collaborant depuis longtemps pour réduire les émissions atmosphériques, le Canada et les États-Unis se sont engagés à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier, la plus importante source industrielle de méthane au monde. Les deux pays veulent, d'ici 2025, ramener les émissions de méthane de leur secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % sous les niveaux de 2012⁵. En juin 2016, le Mexique s'est joint au Canada et aux États-Unis et s'est engagé lui aussi à atteindre cet objectif dans la Déclaration des

² Environment and Climate Change Canada (ECCC). *Facts on Climate Change*: <http://www.climatechange.gc.ca/default.asp?lang=En&n=F2DB1FBE-1>.

³ Canada has committed to reducing GHG emissions by 291 Mt in 2030. *Canada's Second Biennial Report on Climate Change* (2016): <https://www.ec.gc.ca/GES-GHG/default.asp?lang=En&n=02D095CB-1>.

⁴ Canada's INDC submission to the UNFCCC (2015): <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Canada/1/INDC%20-%20Canada%20-%20English.pdf>.

⁵ United States–Canada Joint Statement on Climate, Energy, and Arctic Leadership: <http://pm.gc.ca/eng/news/2016/03/10/us-canada-joint-statement-climate-energy-and-arctic-leadership>.

² Environnement et Changement climatique Canada (ECCC). *Faits sur les changements climatiques*: <http://www.climate-change.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=F2DB1FBE-1>.

³ Le Canada s'est engagé à réduire les émissions de GES de 291 Mt en 2030. *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (2016): <https://www.ec.gc.ca/GES-GHG/default.asp?lang=Fr&n=02D095CB-1>.

⁴ Présentation de la CPDN du Canada devant la CCNUCC (2015): <http://www4.unfccc.int/Submitted%20Documents/Canada/1/CPDN%20-%20Canada%20-%20Fran%3%A7ais.pdf>.

⁵ Déclaration conjointe du Canada et des États-Unis sur le climat, l'énergie et le rôle de leadership dans l'Arctique: <http://pm.gc.ca/fra/nouvelles/2016/03/10/declaration-conjointe-du-canada-et-des-etats-unis-climat-lenergie-et-role-de>.

achieve this target, Canada, the United States and Mexico committed to introducing or expanding federal regulations to reduce methane emissions from oil and gas facilities.⁶

Hydrocarbons, natural gas and crude oil

Natural gas and crude oil are blends of various hydrocarbons extracted from deposits or reservoirs found beneath the surface of the earth and ocean floors. Hydrocarbons are molecules in various combinations of carbon and hydrogen that can occur as gases at atmospheric pressure and liquids under higher pressures.⁷ Crude oil facilities extract liquid hydrocarbons, which can then be refined into gasoline, diesel, fuel oils, kerosene, jet fuel, asphalt, road oil and a variety of other fuels. Natural gas is a mixture consisting mostly of methane and is often used as fuel or to make materials and chemicals.⁸ Natural gas facilities extract, process and transport hydrocarbon gas. Natural gas and crude oil can often be found in association with each other in the same reservoir. As a result, crude oil facilities may also produce some natural gas, while natural gas facilities may also extract certain liquid hydrocarbons.

Emission sources in the oil and gas sector

The oil and gas industry encompasses many activities, from “upstream” activities, such as exploration, drilling, production and field processing, to “downstream” activities, such as petroleum refining and bulk storage and distribution of refined petroleum products. In 2012, close to 90% of methane emissions from the oil and gas sector came from upstream activities. Major sources of hydrocarbon emissions from the oil and gas sector are described below.

Facility production venting: General venting emissions from oil and gas facilities occur during the production process. This includes emissions from storage tanks and wellhead casings. Methane has a global warming potential 25 times that of carbon dioxide and is a short-lived climate

leaders sur le partenariat nord-américain en matière de climat, d'énergie propre et d'environnement. Pour atteindre cette cible, le Canada, les États-Unis et le Mexique se sont engagés à présenter des règlements fédéraux ou à en étendre l'application afin de réduire les émissions de méthane des installations pétrolières et gazières⁶.

Hydrocarbures, gaz naturel et pétrole brut

Le gaz naturel et le pétrole brut sont des mélanges de divers hydrocarbures extraits de dépôts ou de réservoirs qui se trouvent sous la surface de la terre et des planchers océaniques. Les hydrocarbures sont des molécules de carbone et d'hydrogène diversement combinées qui peuvent être présentes à l'état gazeux à la pression atmosphérique et à l'état liquide à des pressions plus élevées⁷. Les installations de pétrole brut extraient les hydrocarbures liquides, qui peuvent ensuite être raffinés pour donner de l'essence, du carburant diesel, du mazout, du kérosène, du carburateur, de l'asphalte, du bitume routier et divers autres carburants. Le gaz naturel est un mélange formé surtout de méthane qui est souvent utilisé comme carburant ou pour la fabrication de matériaux et de produits chimiques⁸. Les installations productrices de gaz naturel extraient, traitent et transportent les hydrocarbures gazeux. Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés l'un à l'autre dans le même réservoir. Il s'ensuit que les installations produisant du pétrole brut peuvent aussi produire une certaine quantité de gaz naturel, et que les installations de gaz naturel peuvent aussi extraire certains hydrocarbures liquides.

Sources d'émissions dans le secteur pétrolier et gazier

L'industrie pétrolière et gazière comprend de nombreuses activités, depuis les activités « en amont », comme l'exploration, le forage, la production et le traitement sur le terrain, aux activités « en aval », comme le raffinage du pétrole et le stockage en vrac et la distribution des produits pétroliers raffinés. En 2012, près de 90 % des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier provenaient d'activités en amont. Les principales sources d'émissions d'hydrocarbures du secteur pétrolier et gazier sont décrites ci-après.

Évacuation des gaz de production des installations : Des émissions générales se produisent par évacuation pendant le procédé de production des installations pétrolières et gazières. Cela inclut les émissions provenant des réservoirs et du tubage des têtes de puits. Le méthane a un

⁶ Leaders' Statement on a North American Climate, Clean Energy, and Environment Partnership: <http://pm.gc.ca/eng/news/2016/06/29/leaders-statement-north-american-climate-clean-energy-and-environment-partnership>.

⁷ Definition of hydrocarbons: https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=hgls_home.

⁸ Definition of natural gas: <http://www.nrcan.gc.ca/energy/natural-gas/5641>.

⁶ Déclaration des leaders sur le partenariat nord-américain en matière de climat, d'énergie propre et d'environnement : <http://pm.gc.ca/fra/nouvelles/2016/06/29/declaration-des-leaders-partenariat-nord-americain-matiere-de-climat-denergie>.

⁷ Définition des hydrocarbures (en anglais) : https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=hgls_home.

⁸ Définition du gaz naturel : <http://www.nrcan.gc.ca/energie/gaz-naturel/5642>.

pollutant. Releasing methane into the atmosphere has significant climate change consequences in comparison to flaring (burning) methane. This is because flaring converts methane to carbon dioxide, which has a much lower global warming potential.

Fugitive equipment leaks: Fugitive leaks may occur as a result of poor maintenance or regular wear and tear of equipment at all stages of production and processing of oil and gas. Leaks of gas or vapour may originate from components on equipment piping such as valves, flanges, and connectors.

Well completion by hydraulic fracturing: Well completion is the process of making a new well ready for production or stimulating an existing well to improve production, often through the use of hydraulic fracturing (or refracturing) techniques. After hydraulic fracturing, the well bore and formation must be cleaned of debris and fracturing fluid, a process that involves sending the well flowback material to an open pit or tank for disposal. Any natural gas that is extracted along with the flowback material during this process could be vented into the atmosphere.

Pneumatic controllers and pumps: Pneumatic controllers are used in the oil and gas industry to measure and control parameters in the operations process, such as temperature, pressure, flow or liquid level. Pneumatic pumps are used to pump chemicals. Pneumatic instrumentation is commonly used by the industry due to its simplicity and reliability. A common practice is to use high-pressure field gas⁹ to operate these pneumatic devices. In gas-driven pneumatic devices, natural gas may be released into the atmosphere with every instrument actuation, or continuously from the device.

Compressors: Compressors are mechanical devices that increase the pressure of natural gas and allow it to be transported from the well site where it is produced, through a system of smaller flow lines and field processing facilities, and into the larger pipeline system for eventual delivery to the consumer. Compressors can vent gas through regular use and wear and tear of internal components.

potentiel de réchauffement planétaire qui est 25 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone et est un polluant climatique de courte durée. La libération de méthane dans l'atmosphère a des conséquences considérables sur le changement climatique par rapport au torchage (brûlage) de méthane. Ceci est dû à la conversion du méthane pendant le torchage au dioxyde de carbone, qui a un potentiel de réchauffement planétaire beaucoup moins élevé.

Fuites fugitives de l'équipement : L'entretien inadéquat du matériel ou son usure normale peuvent donner lieu à des émissions fugitives à tous les stades de production et de traitement du pétrole et du gaz. Des fuites de gaz ou de vapeur peuvent provenir de composantes de la tuyauterie, comme les soupapes, les brides et les raccords.

Complétion des puits par fracturation hydraulique : La complétion des puits est le procédé qui consiste à préparer un nouveau puits pour le mettre en production ou à stimuler un puits existant pour en améliorer la production, souvent en utilisant des techniques de fracturation (ou de refracturation) hydraulique. Après la fracturation hydraulique, il faut nettoyer les débris et les boues de fracturation dans le trou de forage et la formation, un procédé qui consiste à envoyer le reflux du puits dans une fosse ouverte ou un réservoir pour élimination. Le gaz naturel extrait en même temps que le reflux au cours de ce procédé peut être rejeté dans l'atmosphère.

Régulateurs et pompes pneumatiques : L'industrie du pétrole et du gaz utilise des régulateurs pneumatiques pour mesurer et pour contrôler des paramètres du procédé d'exploitation, comme la température, la pression, le débit ou le niveau de liquide. Des pompes pneumatiques servent à pomper des produits chimiques. Les instruments pneumatiques sont couramment utilisés par l'industrie en raison de leur simplicité et de leur fiabilité. Une pratique courante consiste à utiliser du gaz de champ haute pression⁹ pour actionner ces dispositifs pneumatiques. Chaque fois qu'un dispositif pneumatique fonctionnant au gaz naturel est mis en marche, ou pendant son fonctionnement, du gaz peut être rejeté dans l'atmosphère.

Compresseurs : Les compresseurs sont des dispositifs mécaniques qui augmentent la pression du gaz naturel et permettent de le transporter depuis le puits de production, par un réseau de conduites de faible diamètre et d'installations de traitement sur le terrain, dans le réseau de pipelines de plus gros diamètre pour livraison éventuelle au consommateur. Les compresseurs peuvent laisser s'échapper du gaz au cours de leur utilisation régulière et en raison de l'usure de leurs composantes internes.

⁹ High-pressure field gas refers to raw gas at high pressure that is extracted from the ground.

⁹ « Gaz de champ haute pression » renvoie au gaz brut à haute pression qui est extrait du sol.

Domestic emission control measures

Presently, there are no federal regulations established to regulate GHG emissions from the upstream oil and gas sector. There are some provincial instruments in place, particularly in British Columbia, Alberta and Saskatchewan, where the majority of onshore oil and gas activities are occurring. The Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) also has guidelines for flaring. However, these provincial instruments are not entirely consistent across jurisdictions and do not cover all sources of fugitive and venting emissions.

In British Columbia, the *Flaring and Venting Reduction Guideline* applies to the flaring, incineration and venting of natural gas at well sites, facilities and pipelines. Other requirements also exist for industry reporting of GHG emissions. While the province has a carbon tax in place, it does not apply to venting or fugitive emission sources from the oil and gas sector.

Alberta's Directive 060 imposes requirements for incinerating and venting in the province at all petroleum industry wells and facilities. Venting reduction through solution gas¹⁰ conservation or gas flaring is based on reported vented emissions from the entire facility. Reported vented volumes include volumes from process vents, tank vents, and surface casing vents, but exclude venting from pneumatic instrumentation and pumps. Alberta also has in place the *Specified Gas Emitters Regulation* (SGER), which requires facilities that emit over a certain threshold to reduce emission intensity.

Saskatchewan's Directive S-10 sets out requirements for the reduction of flaring and venting of associated gas, applicable to oil wells, associated gas processing plants, and any wells that vent, flare, or incinerate associated gas. Likewise, Saskatchewan's Directive S-20 provides performance requirements, and specification for equipment spacing and setback distance specifications for oil and gas flaring and incineration, applicable to licensed wells and facilities. The S-10 and S-20 directives set out the main provincial requirements governing venting and flaring emissions in Saskatchewan.

The Canadian Standards Association (CSA) develops voluntary codes, and some of these standards apply to the oil

¹⁰ Solution gas is natural gas which is dissolved in the reservoir along with crude oil, condensates and water.

Mesures de réduction des émissions au pays

Il n'existe pas à l'heure actuelle de règlement fédéral régissant les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier en amont. Il y a certains outils provinciaux, en particulier en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, où se déroule la majorité des activités pétrolières et gazières terrestres. L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a aussi des lignes directrices sur le torchage. Cependant, ces outils provinciaux ne sont pas tout à fait cohérents d'une province à l'autre et ne s'appliquent pas à toutes les sources d'émissions fugitives et d'émissions d'évacuation.

En Colombie-Britannique, les lignes directrices sur la réduction du torchage et du dégazage (*Flaring and Venting Reduction Guideline*) s'appliquent au torchage, à l'incinération et à l'évacuation du gaz naturel dans les puits, dans les installations et dans les pipelines. D'autres exigences existent aussi relativement à la déclaration des émissions de GES par l'industrie. Bien qu'il y ait une taxe sur le carbone dans la province, celle-ci ne s'applique pas aux sources d'émissions fugitives et d'émissions d'évacuation du secteur pétrolier et gazier.

La Directive 060 de l'Alberta impose des exigences pour l'incinération et l'évacuation à toutes les installations et à tous les puits de l'industrie pétrolière dans la province. La réduction des émissions d'évacuation par la conservation du gaz naturel dissous¹⁰ ou par le torchage est basée sur les émissions d'évacuation déclarées pour toute l'installation. Les volumes évacués déclarés incluent les volumes des événements du procédé, des événements des réservoirs et des événements du tubage de surface, mais non l'évacuation des pompes et des instruments pneumatiques. L'Alberta a également mis en place le règlement sur les émetteurs de gaz désignés (*Specified Gas Emitters Regulation*) qui exige des installations qui émettent au-delà d'un certain seuil à réduire l'intensité des émissions.

La Directive S-10 de la Saskatchewan énonce les exigences relatives à la réduction du brûlage et à l'évacuation du gaz associé qui s'appliquent aux puits de pétrole, aux usines de traitement du gaz associé et à tous les puits qui évacuent, brûlent ou incinèrent du gaz associé. De même, la Directive S-20 prévoit les exigences en matière de rendement et les spécifications ayant trait à l'espacement de l'équipement et à la distance de retrait pour l'incinération et le brûlage du pétrole et du gaz qui s'appliquent aux installations et aux puits ayant une licence. La Directive S-10 et la Directive S-20 énoncent les principales exigences provinciales régissant les émissions d'évacuation et de torchage en Saskatchewan.

L'association canadienne de normalisation (CSA) élabore des codes volontaires, et certaines de ces normes

¹⁰ Gaz naturel qui est dissous dans du pétrole brut, des condensats et de l'eau dans le réservoir.

and gas sector. The *Fugitive Emissions and Venting* code specifies criteria to address fugitive and vented emissions from point sources from pipelines, wells and facilities in the upstream oil and gas sector. These standards specify criteria to develop emission reduction practices and programs.

International emission control measures

In April 2012, the United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA) issued regulations under the *Clean Air Act* to reduce air pollution from the oil and natural gas industry. These new source performance standards (NSPS) included the first U.S. federal air standards for well completions at natural gas wells that are hydraulically fractured, new and modified tank emissions, pneumatic controllers at and between wellheads and natural gas processing plants, new and modified compressors and leak detection and repair (LDAR) programs for new and modified natural gas processing facilities.

The U.S. EPA updated the NSPS in 2016 to focus on the reduction of methane and volatile organic compound (VOC) emissions from new, reconstructed and modified oil and gas facilities. These updates added requirements to well completions to cover oil wells, extended pneumatic requirements to apply to gas transmission and to target methane, added methane requirements, extended applications to pipelines, extended LDAR to target methane specifically, and to apply to fugitive emissions from well sites, gas plants and compressor stations. The U.S. performance standards do not currently apply to existing facilities; however, they have been in place since 2016.

Issues

GHGs are a major contributor to climate change. The largest source of GHG emissions in Canada is the extraction and processing of fossil fuels. The latest emissions data available indicate that GHG emissions from production and processing activities in the oil and gas sector in Canada were 192 Mt in 2014, accounting for 26% of total GHG emissions.¹¹

s'appliquent au secteur pétrolier et gazier. Le code des émissions fugitives et de dégazage spécifie des critères pour traiter les émissions fugitives et ventilées provenant de sources ponctuelles issues de pipelines, de puits et d'installations dans le secteur pétrolier et gazier en amont. Ces normes précisent des critères pour élaborer des pratiques et des programmes de réduction des émissions.

Mesures de réduction des émissions internationales

En avril 2012, l'Environmental Protection Agency des États-Unis (EPA des États-Unis) a publié des règlements en vertu de la *Clean Air Act* visant à réduire la pollution atmosphérique de l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Les nouvelles normes, appelées « new source performance standards » ou « NSPS », comprenaient les premières normes fédérales américaines pour la complétion de puits de gaz naturel qui sont fracturés hydrauliquement, les émissions de réservoirs neufs et modifiés, les contrôleurs pneumatiques entre les puits et les usines de traitement du gaz naturel, les compresseurs neufs et modifiés et les programmes de détection et de réparation des fuites (DRF) pour les installations de traitement du gaz naturel nouvelles ou modifiées.

L'EPA des États-Unis a mis à jour les NSPS en 2016 pour se concentrer sur la réduction des émissions de méthane et de composés organiques volatils (COV) provenant des installations de pétrole et de gaz nouvelles, reconstruites et modifiées. Ces mises à jour ont ajouté des exigences concernant la complétion des puits pour inclure les puits de pétrole; ont étendu les exigences pneumatiques à appliquer à la transmission de gaz et pour cibler le méthane; ont ajouté des exigences sur le méthane; ont étendu les applications aux pipelines; ont étendu le programme de détection et de réparation des fuites pour cibler spécifiquement le méthane; ont appliqué les NSPS aux émissions fugitives des sites de puits, des usines à gaz et des stations de compression. Les normes de rendement américaines ne s'appliquent pas actuellement aux installations existantes, mais elles sont en place depuis 2016.

Enjeux

Les GES contribuent largement au changement climatique. La source la plus importante d'émissions de GES au Canada est l'extraction et la transformation des combustibles fossiles. Les données disponibles les plus récentes sur les émissions indiquent que les émissions de GES causées par les activités de production et de traitement dans le secteur pétrolier et gazier au Canada ont atteint 192 Mt en 2014, et représentent 26 % des émissions totales de GES¹¹.

¹¹ Data from *Canada's Second Biennial Report on Climate Change*: <https://www.ec.gc.ca/GES-GHG/default.asp?lang=En&n=02D095CB-1>.

¹¹ Données tirées du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* : <https://www.ec.gc.ca/GES-GHG/default.asp?lang=Fr&n=02D095CB-1>.

Without immediate action, it is expected that fugitive and venting methane emissions from the oil and gas sector in Canada will continue to be released at high levels of about 45 Mt CO₂e per year between 2012 and 2035.

Objectives

The Government of Canada has committed to undertake ambitious efforts to combat climate change, including international commitments under the United Nations Framework Convention on Climate Change (Paris Agreement and Copenhagen Agreement), and domestic commitments under the Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change.

The objective of the proposed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* [the proposed Regulations] is to achieve significant reductions in GHG emissions, through reductions in fugitive and venting emissions of hydrocarbons from the upstream oil and gas sector.

Description

The proposed Regulations would impose both general requirements and requirements that depend on a facility producing and receiving at least 60 000 m³ of hydrogen gas in a year. The requirements relate to production processes and equipment and have the effect of reducing the emission of methane and the targeted VOCs from the upstream oil and gas sector.

- *Facility production venting*: Upstream oil and gas facilities would be required to limit vented volumes of hydrocarbons to 250 m³ per month as of January 1, 2023. These facilities would need to capture the gas and either use it on site, reinject it underground, send it to a sales pipeline, or route it to a flare. Facilities that vent less than 40 000 m³ of gas per year without destroying or selling any would not be required to destroy or conserve it.
- *Leak detection and repair*: Upstream oil and gas facilities, except single wellheads, would be required to implement leak detection and repair (LDAR) programs as of January 1, 2020. Regular inspections would be required three times per year, and corrective action would be required if leaks are discovered. Leaks would need to be repaired within 30 days, if repairs are possible without shutting down the equipment. If repairs are not possible without shutting down the equipment, the facility operator would be required to schedule a shutdown to take corrective action before the volume of gas from the leak is larger than the volume of gas that would be released by shutting down the equipment. If the facility is located offshore and the equipment cannot be repaired while operating, corrective action would need to be taken within 365 days.

Si rien n'est fait immédiatement, on s'attend à ce que les émissions d'évacuation et les émissions fugitives de méthane du secteur pétrolier et gazier continuent d'être rejetées à des niveaux élevés, soit environ 45 Mt éq. CO₂ par année au Canada entre 2012 et 2035.

Objectifs

Le gouvernement du Canada s'est engagé à déployer des efforts ambitieux pour lutter contre le changement climatique, y compris les engagements internationaux pris en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (Accord de Paris et de Copenhague) et les engagements nationaux dans le Cadre pan-canadien sur la croissance propre et les changements climatiques.

L'objectif du *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* [le règlement proposé] consiste à réduire considérablement les émissions de GES en réduisant les émissions fugitives et les rejets d'hydrocarbures du secteur pétrolier et gazier en amont.

Description

Le règlement proposé imposerait à la fois des exigences générales et des exigences qui dépendent d'une installation produisant et recevant au moins 60 000 m³ de gaz d'hydrogène au cours d'une année. Les exigences concernent les procédés et l'équipement de production et ont pour effet de réduire les émissions de méthane et les COV ciblés du secteur pétrolier et gazier en amont.

- *Évacuation des gaz de production des installations* : Les installations pétrolières et gazières en amont seraient tenues de limiter les volumes d'hydrocarbures évacués à 250 m³ par mois à partir du 1^{er} janvier 2023. Il faudrait que ces installations capturent le gaz et l'utilisent sur place, le réinjectent dans le sol, l'envoient à un pipeline marchand ou l'acheminent vers une torche. Les installations qui évacuent moins de 40 000 m³ de gaz par année sans en détruire ni en vendre ne seraient pas tenues de le détruire ou de le conserver.
- *Programme de détection et de réparation des fuites* : Les installations pétrolières et gazières en amont, sauf les têtes de puits uniques, devraient mettre en œuvre un programme de détection et de réparation des fuites (DRF) à compter du 1^{er} janvier 2020. Des inspections régulières seraient nécessaires trois fois par année, et des mesures correctives seraient nécessaires si des fuites étaient découvertes. Les fuites devraient être réparées dans les 30 jours, si des réparations sont possibles sans arrêter l'équipement. Si les réparations ne sont pas possibles sans arrêter l'équipement, l'exploitant de l'installation devrait prévoir une interruption pour prendre des mesures correctives avant que le volume de gaz de la fuite ne soit plus grand que le volume de gaz qui serait libéré en fermant

- *Well completion by hydraulic fracturing*: These sites would be required to conserve or destroy gas instead of venting as of January 1, 2020. This standard would not apply to British Columbia or Alberta, where existing provincial measures cover these activities.
- *Pneumatic controllers*: Controllers at facilities with a total compressor power rating of at least 745 kilowatts (kW) would be prohibited from emitting hydrocarbon gas as of January 1, 2023. Other facilities would be required to use low-emitting pneumatic controllers.
- *Pneumatic pumps*: Pumps would be prohibited from emitting hydrocarbon gas or be equipped with an emissions control device at facilities where liquid pumping exceeds 20 L per day of liquid as of January 1, 2023. Permits for pneumatic pumps would be available when it is technically or economically infeasible for a facility to comply.
- *Compressors*: Measurement of the flow rate of hydrocarbon emissions would be required from sealing systems, at least once per year, as of January 1, 2020. Corrective action would be required if those emissions exceed 0.023 m³ per minute for reciprocating compressors and 0.17 m³ per minute for centrifugal compressors. All new compressors installed would be required to capture gas from sealing systems.

All upstream oil and gas facilities would also be required to register and keep records in order to demonstrate compliance with the proposed Regulations. Facilities would also be required to submit reports at the request of the Minister of the Environment (the Minister).

Designation Regulations

The *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)* [the Designation Regulations] designate various regulatory provisions from CEPA regulations that set out an increased fine range following a conviction for an offence involving harm or risk of harm to the environment, or obstruction of authority. The proposed Regulations would be listed in the Designation Regulations, which would need to be amended to reflect the addition of new offences pertaining to the proposed standards.

l'équipement. Si l'installation est située au large des côtes et que l'équipement ne peut être réparé pendant son exploitation, des mesures correctives devraient être prises dans les 365 jours.

- *Complétion des puits par fracturation hydraulique* : Ces sites seraient tenus de conserver ou de détruire le gaz au lieu de l'évacuer à compter du 1^{er} janvier 2020. Cette norme ne s'appliquerait pas à la Colombie-Britannique et à l'Alberta, où des mesures provinciales s'appliquent à ces activités.
- *Régulateurs pneumatiques* : Les régulateurs aux installations dont la puissance nominale totale des compresseurs est d'au moins 745 kilowatts (kW) ne pourraient plus émettre d'hydrocarbures gazeux à partir du 1^{er} janvier 2023. Les autres installations seraient tenues d'utiliser des régulateurs pneumatiques à faibles émissions.
- *Pompes pneumatiques* : Les pompes ne pourraient plus émettre des hydrocarbures gazeux et devraient être munies à partir du 1^{er} janvier 2023 d'un appareil de réduction des émissions aux installations où plus de 20 L de liquide sont pompés par jour. Les installations où il serait techniquement ou économiquement impossible de respecter cette prescription pourraient obtenir un permis pour les pompes pneumatiques.
- *Compresseurs* : La mesure du débit des émissions d'hydrocarbures serait exigée des systèmes d'étanchéité, au moins une fois par année à compter du 1^{er} janvier 2020. Si ces émissions dépassent 0,023 m³ par minute pour les compresseurs alternatifs et 0,17 m³ par minute pour les compresseurs centrifuges. Tous les nouveaux compresseurs installés devraient capturer le gaz des systèmes d'étanchéité.

Toutes les installations pétrolières et gazières en amont devraient également s'enregistrer et tenir des documents afin de montrer qu'elles observent le règlement proposé. Elles devraient de plus présenter des rapports à la demande du ministre de l'Environnement (le ministre).

Règlement sur les dispositions réglementaires désignées

Le *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [Règlement sur les dispositions réglementaires désignées] désigne diverses dispositions des règlements d'application de la LCPE qui établissent une fourchette d'amendes accrue après une condamnation pour une infraction qui cause, ou risque de causer, du tort à l'environnement, ou constitue une entrave à l'exercice d'un pouvoir. Le règlement proposé ferait partie du Règlement sur les dispositions réglementaires désignées, qui aurait besoin d'être modifié afin de refléter l'addition des nouvelles infractions relatives aux normes proposées.

Regulatory and non-regulatory options considered

In consideration of how to address the public policy issue, the Department of the Environment (the Department) considered five options: maintaining the status quo, using voluntary instruments, implementing a market-based approach, implementing regulatory emission control requirements that are closely aligned with the U.S. NSPS, or implementing Canada-specific regulatory emission control requirements.

Status quo approach

While British Columbia, Alberta and Saskatchewan have measures to address venting methane emissions, there is no federal requirement in Canada to reduce GHG emissions from existing upstream oil and gas facilities. These provinces currently have some instruments in place for some aspects of the upstream oil and gas sector, such as British Columbia's *Flaring and Venting Reduction Guideline*, Alberta's Directive 060 and Saskatchewan's directives S-10 and S-20. However, these instruments are not consistent across jurisdictions and do not cover all sources of emissions.

For these reasons, current and announced provincial measures would not alone deliver significant and achievable reductions in GHG emissions from the oil and gas sector, and may compromise Canada's ability to meet its international commitments. Therefore, maintaining the status quo was not an acceptable option.

Voluntary approach

Voluntary instruments, such as pollution prevention plans, environmental release guidelines, and codes of practice, have been considered as options for methane mitigation. Voluntary instruments provide greater flexibility for stakeholders in meeting the objectives of the policy but also require a large degree of stakeholder participation and support.

The large number and diversity of facilities in the upstream oil and gas sector make it difficult to arrive at voluntary goals that provide assurance of significant emission reductions. Uncertainty regarding buy-in by competitors under a voluntary measure may cause reluctance by firms to participate. While a voluntary program may result in some emission reductions, given its non-enforceable nature, it would not likely amount to the emission reductions to meet Canada's GHG targets. Voluntary approaches were ultimately rejected for these reasons.

Options réglementaires et non réglementaires considérées

Le ministère de l'Environnement (le Ministère) a envisagé cinq options pour régler cet enjeu de politique publique : le maintien du statu quo, l'utilisation d'instruments volontaires, l'utilisation d'une approche fondée sur le marché, l'imposition de mesures de réduction des émissions étroitement alignées avec les NSPS des États-Unis, ou l'imposition de mesures de réduction des émissions spécifiques au Canada.

Le statu quo

Bien que la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan aient pris des mesures au sujet des émissions d'évacuation de méthane, rien dans la législation fédérale n'oblige à réduire les émissions de GES provenant des installations pétrolières et gazières existantes en amont. Ces provinces possèdent des outils en place à l'heure actuelle pour certains aspects du secteur pétrolier et gazier en amont, comme les lignes directrices de la Colombie-Britannique sur la réduction du torchage et du dégazage, la Directive 060 de l'Alberta et les directives S-10 et S-20 de la Saskatchewan, mais ces outils ne sont pas cohérents d'une compétence à l'autre et ne portent pas sur toutes les sources d'émissions.

Pour ces raisons, les mesures provinciales courantes et annoncées ne seront pas suffisantes par elles-mêmes pour réduire de façon significative et réalisable les émissions de GES provenant du secteur pétrolier et gazier, et peuvent compromettre la capacité du Canada à respecter ses engagements sur la scène internationale. Par conséquent, le maintien du statu quo n'était pas une option acceptable.

Approche volontaire

Les instruments volontaires, comme les plans de prévention de la pollution, les lignes directrices sur les rejets dans l'environnement et les codes de pratique, ont été considérés comme des options pour l'atténuation des émissions de méthane. Les instruments volontaires offrent une plus grande souplesse aux intervenants, mais exigent aussi un grand degré de participation et de soutien de leur part pour que les objectifs de la politique soient atteints.

En raison du grand nombre d'installations dans le secteur pétrolier et gazier en amont, et de leur diversité, il est difficile d'en arriver à des objectifs volontaires qui garantissent que les émissions seraient réduites de beaucoup. L'incertitude concernant la participation des concurrents dans le cadre d'une mesure volontaire peut provoquer une réticence des entreprises à participer. Bien qu'un programme volontaire puisse entraîner une certaine réduction des émissions, compte tenu du fait qu'il n'est pas contraignant, il ne permettrait vraisemblablement pas au

Canada d'atteindre ses cibles en matière de réduction des émissions. Les approches volontaires ont finalement été rejetées pour ces raisons.

Market-based approach

In October 2016, the Prime Minister announced a plan on pricing carbon pollution that would set a floor price for carbon pollution across Canada. However, fugitive and venting emissions are often from dispersed sources of emissions from a large number of mostly small facilities, which are unlikely to have adequate quantification protocols for tracking emissions. In fact, existing Canadian carbon pricing systems in British Columbia, Ontario and Quebec do not cover these emissions since the facilities do not meet the policy threshold. Therefore, a market-based approach was not considered sufficient to address fugitive emissions and venting releases of methane in the oil and gas sector.

Regulatory approach — Canada–United States alignment (new source performance standards)

A regulatory approach, designed to align closely with the current U.S. approach (NSPS) was considered. However, such an approach would not be consistent with existing provincial measures, resulting in misalignment within Canada; would not capture unique Canadian emission sources such as heavy oil; would impose substantial, unnecessary administrative burden on regulated parties that would be inconsistent with commitments in Canada's Cabinet Directive on Regulatory Management to control the administrative burden of regulations on business; and, would not initially cover a significant portion of existing facilities, making it difficult to meet the reduction targets announced by the Prime Minister¹² in 2016. For these reasons, close alignment with the U.S. NSPS was rejected.

Regulatory approach under CEPA

The Government of Canada is committed to reducing methane and GHG emissions in the atmosphere in light of Canada's international agreements. The implementation of a regulation made under CEPA is considered a primary instrument to achieve this goal as it is very likely to ensure that emission reductions are achieved. This approach ensures that hydrocarbon emissions, including methane, are controlled and reduced from sources in a consistent fashion across Canada from similar sources in the upstream oil and gas industry.

Approche fondée sur le marché

En octobre 2016, le premier ministre a annoncé un plan sur la tarification de la pollution par le carbone qui fixerait un prix plancher pour la pollution par le carbone au Canada. Cependant, les émissions fugitives et d'évacuation sont souvent des sources dispersées d'émissions provenant d'un grand nombre d'installations, pour la plupart petites, qui sont peu susceptibles de disposer de protocoles de quantification adéquats pour le suivi des émissions. En fait, les systèmes existants de tarification du carbone canadien en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec ne couvrent pas ces émissions puisque les installations ne respectent pas le seuil de la politique. Par conséquent, une approche fondée sur le marché n'a pas été jugée suffisante pour traiter les émissions fugitives et les rejets de méthane dans le secteur du pétrole et du gaz.

Approche réglementaire — Alignement Canada–États-Unis (new source performance standards)

Une approche réglementaire, conçue pour s'aligner étroitement sur l'approche actuelle des États-Unis (NSPS) a été envisagée. Toutefois, une telle approche ne serait pas compatible avec les mesures provinciales existantes, ce qui entraînerait un désalignement au Canada; ne permettrait pas de capter des sources d'émissions canadiennes uniques comme le pétrole lourd; imposerait une charge administrative substantielle et inutile aux parties réglementées, ce qui serait incompatible avec les engagements énoncés dans la Directive du Cabinet sur la gestion de la réglementation du Canada de contrôler le fardeau administratif de la réglementation sur les entreprises; ne couvrirait pas initialement une partie importante des installations existantes, ce qui rend difficile la réalisation des objectifs de réduction annoncés par le premier ministre¹² en 2016. Pour ces raisons, un alignement étroit sur les NSPS des États-Unis a été rejeté.

Règlement pris en application de la LCPE

Le gouvernement du Canada est déterminé à réduire les émissions de méthane et de GES dans l'atmosphère à la lumière des accords internationaux du Canada. La mise en œuvre d'un règlement pris en application de la LCPE est considérée comme un moyen de premier plan pour l'atteinte de cet objectif, car il est très probable que les réductions d'émissions seront atteintes. Cette approche permet de s'assurer que les émissions d'hydrocarbures, y compris le méthane, sont contrôlées et réduites d'une manière uniforme dans l'ensemble du Canada à partir de sources similaires dans l'industrie pétrolière et gazière en amont.

¹² See also the "Regulatory cooperation" section below.

¹² Voir aussi la section intitulée « Coopération en matière de réglementation » ci-dessous.

The proposed Regulations would create clear and consistent performance standards across the country. CEPA allows for flexibility via equivalency agreements with interested provinces and territories, as long as the requirements of CEPA are met, which can enable these jurisdictions to be front-line regulators where they have legally binding regimes that produce equal or better environmental outcomes.

The proposed Regulations are based on current U.S. source-by-source rules that apply to new and modified oil and gas facilities, which were finalized in 2012 and 2016, with modifications to reflect Canadian conditions (including existing requirements in various Canadian jurisdictions) and input from stakeholders. The proposed Regulations would exempt the provinces of British Columbia and Alberta from the well completion by hydraulic fracturing requirements. These provinces already have regulatory measures in place that require operators to flare or incinerate gas during temporary activities and to search for opportunities to reduce their flaring and incinerating. The well completion by hydraulic fracturing requirements under the proposed Regulations would instead cover the rest of Canada, where similar provincial requirements are not in place.

Benefits and costs

Between 2018 and 2035, the cumulative GHG emission reductions attributable to the proposed Regulations are estimated to be approximately 282 Mt CO₂e. Avoided climate change damages associated with these reductions are valued at \$13.4 billion. The total cost of the proposed Regulations is estimated to be \$3.3 billion, which would be offset in part by the recovery of 663 petajoules (PJ)¹³ of natural gas, with a market value of \$1.6 billion, resulting in expected net benefits of \$11.7 billion.

As shown in Figure 1 below, the most significant costs would be incurred in 2023, as standards requiring significant capital investment come into force. Beyond 2023, it is expected that emissions of methane would be reduced by more than 20 Mt (in CO₂e) annually. In 2030, there would be net GHG emission reductions of about 20 Mt.

Le règlement proposé imposerait des normes de rendement claires et cohérentes partout au pays. La LCPE donne la possibilité de conclure des accords d'équivalence avec les provinces et les territoires intéressés, tant que les exigences de la LCPE sont respectées, afin de leur permettre de jouer le rôle d'entité de réglementation de première ligne là où il existe des régimes exécutoires qui produisent des résultats environnementaux équivalents ou meilleurs.

Le règlement proposé est fondé sur les règles américaines actuelles par source qui s'appliquent aux installations de pétrole et de gaz nouvelles et modifiées, qui ont été finalisées en 2012 et 2016, avec des modifications qui tenaient compte des conditions canadiennes (y compris les exigences existantes dans diverses juridictions canadiennes) et des contributions des intervenants. Le règlement proposé exempterait la Colombie-Britannique et l'Alberta des prescriptions relatives à la complétion des puits par fracturation hydraulique. Ces provinces ont déjà des mesures réglementaires qui exigent que les exploitants brûlent ou incinèrent le gaz pendant les activités temporaires et cherchent des possibilités de réduire leurs activités de brûlage et d'incinération. Les prescriptions ayant trait à la complétion des puits par fracturation hydraulique du règlement proposé s'appliqueraient au reste du Canada, où des exigences provinciales similaires n'existent pas.

Avantages et coûts

La réduction cumulative totale des émissions de GES attribuable au règlement proposé serait, selon les estimations, de quelque 282 Mt éq. CO₂ entre 2018 et 2035. Les dommages évités liés au changement climatique associés à ces réductions sont évalués à 13,4 milliards de dollars. Le coût total du règlement proposé est estimé à 3,3 milliards de dollars, qui serait compensé en partie par la récupération de 663 pétajoules (PJ)¹³ de gaz naturel, d'une valeur marchande de 1,6 milliard de dollars, ce qui donnerait des avantages nets prévus de 11,7 milliards de dollars.

Comme le montre la figure 1 ci-dessous, les dépenses les plus importantes seront engagées en 2023, puisque des normes exigeant un investissement de capitaux important entreront en vigueur cette année-là. Après 2023, on s'attend à ce que les émissions de méthane diminuent de plus de 20 Mt (en éq. CO₂) chaque année. En 2030, il y aurait des réductions nettes d'émissions de GES d'environ 20 Mt.

¹³ A petajoule is equal to one quadrillion (10¹⁵) joules.

¹³ Un pétajoule est égal à un quadrillion (10¹⁵) de joules.

Figure 1: Baseline scenario and policy scenario methane emissions and compliance costs by year

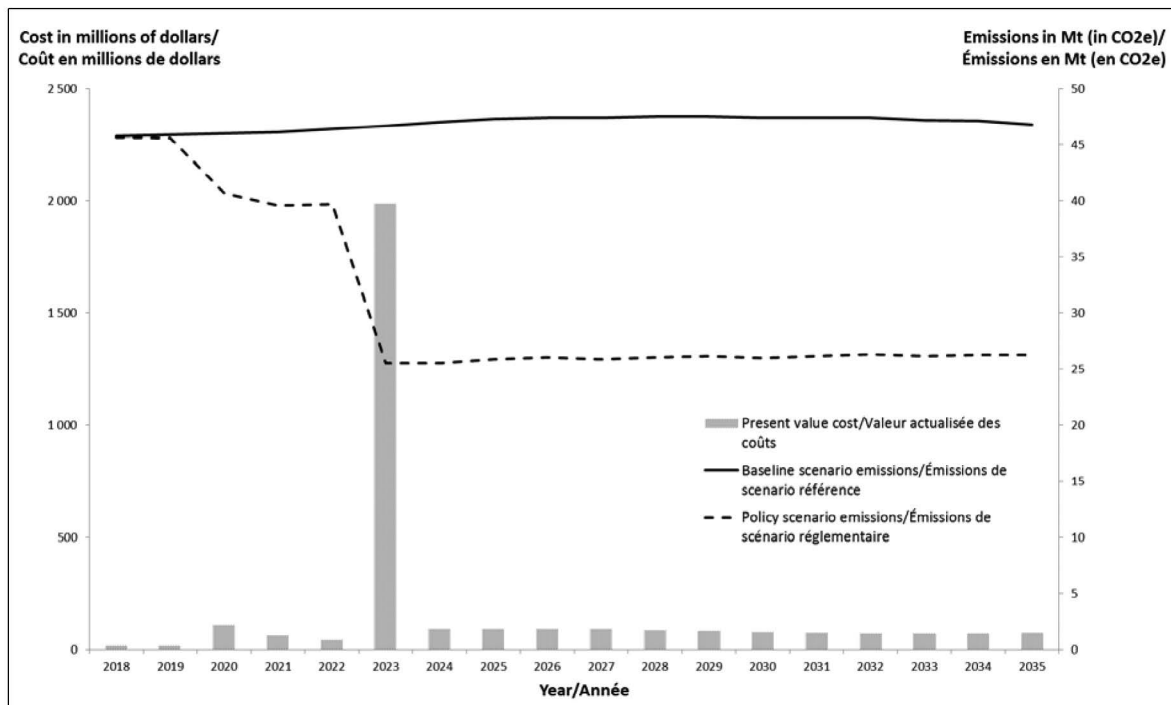


Figure 1 : Émissions de méthane du scénario de référence et du scénario réglementaire, et coûts annuels de la conformité

Analytical framework

The impacts of the proposed Regulations have been assessed in accordance with the Treasury Board Secretariat (TBS) Canadian Cost-Benefit Analysis Guide.¹⁴ Regulatory impacts have been identified, quantified and, where possible, monetized.

The expected key impacts of the proposed Regulations are demonstrated in the logic model (Figure 2) below. Compliance with the proposed Regulations would result in incremental capital and operating costs for industry, and administrative costs for both industry and Government. Compliance would also result in reduced releases of natural gas (a mixture consisting of mostly methane), which would reduce GHG and volatile organic compound (VOC)¹⁵ releases to the atmosphere. Reductions in GHG emissions from the oil and gas sector would contribute towards mitigating climate change impacts. Reductions in VOCs would improve air quality which results in environmental and health co-benefits. Methane gas that would otherwise have been wasted through fugitive leaks or venting would now be flared or conserved as a potential energy source.

¹⁴ The TBS Canadian Cost-Benefit Analysis Guide: Regulatory Proposals can be found at <http://www.tbs-sct.gc.ca/rtrap-parfa/analys/analystb-eng.asp>.

¹⁵ Volatile organic compounds referred to through the document are referencing non-methane volatile organic compounds.

Cadre d'analyse

Les impacts du règlement proposé ont été évalués selon le Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada du Secrétariat du Conseil du Trésor (SCT)¹⁴. Les impacts de la réglementation ont été cernés et quantifiés et, dans la mesure du possible, monétisés.

Les principaux impacts prévus du règlement proposé sont illustrés dans le modèle logique (figure 2) ci-après. L'observation du règlement proposé entraînerait des coûts en capital et des charges d'exploitation supplémentaires pour l'industrie, et des coûts administratifs supplémentaires pour l'industrie et le gouvernement. Elle permettrait aussi de réduire les rejets de gaz naturel (un mélange formé surtout de méthane), ce qui réduirait les rejets dans l'atmosphère de GES et des composés organiques volatils (COV)¹⁵. Les réductions des émissions de GES provenant du secteur pétrolier et gazier contribueraient à atténuer les incidences des changements climatiques. Les réductions des émissions de COV amélioreraient la qualité de l'air, ce qui aurait des avantages à la fois sur le plan environnemental et sur celui de la santé. Le méthane qui aurait été perdu par les fuites d'émissions fugitives ou les

¹⁴ Le Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation du SCT se trouve à l'adresse suivante : <http://www.tbs-sct.gc.ca/rtrap-parfa/analys/analystb-fra.asp>.

¹⁵ Les composés organiques volatils mentionnés dans le document font référence à des composés organiques volatils non méthaniques.

émissions d'évacuation serait maintenant torché ou conservé comme source d'énergie potentielle.

Figure 2: Logic model for the analysis of the proposed Regulations

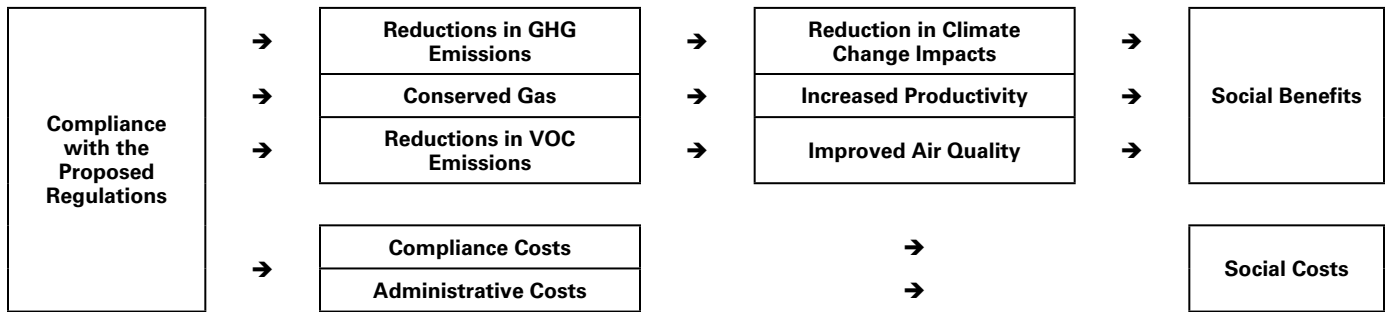
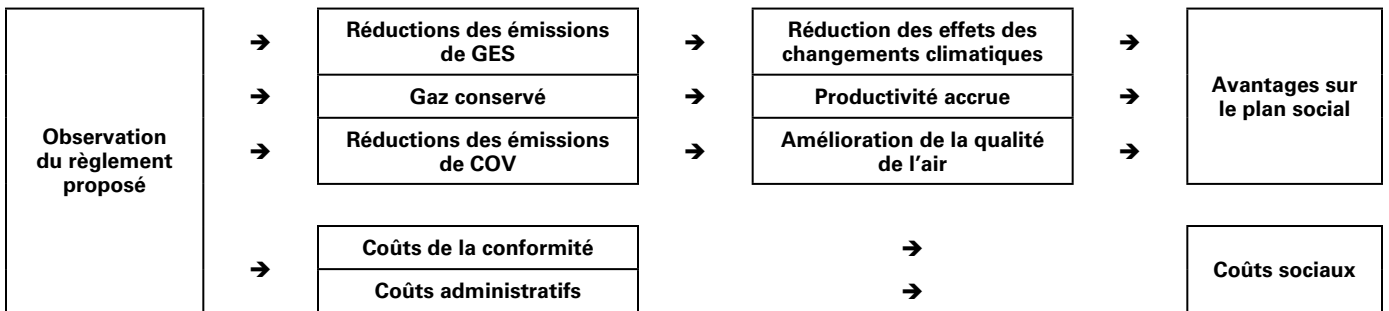


Figure 2 : Modèle logique de l'analyse du règlement proposé



The analysis compares the expected incremental impacts of two scenarios: a baseline scenario and a regulatory scenario. The baseline scenario assumes a status quo in which the proposed Regulations are not implemented while the regulatory scenario assumes that the proposed Regulations are implemented. In addition, only existing provincial measures on limiting methane emissions originating from oil and gas facilities are considered in the analysis. All benefits and costs presented below are incremental to the baseline scenario, unless otherwise specified.

The time frame considered for this analysis is 2018 to 2035. The Department assumes the proposed Regulations would be published in the *Canada Gazette*, Part II, by the end of 2017. Thus, some early compliance by new facilities is expected beginning in 2018. Ongoing incremental costs and benefits following 2023 are estimated to be correlated with oil and gas production forecasts from the National Energy Board (NEB), which are available up to 2035. Benefits exceed costs in any given year beyond 2023. Therefore, the time frame for assessing impacts in this analysis is the 2018 to 2035 period (18 years), which is sufficient to fully demonstrate impacts and demonstrate whether or not the benefits of the proposed Regulations are likely to exceed the associated costs. A longer time period of analysis would show a larger net benefit because most of the costs of the proposed Regulations are upfront costs incurred in 2023, as shown in Figure 1 above.

L'analyse compare les impacts supplémentaires de deux scénarios : un scénario de référence et un scénario réglementaire. Le scénario de référence suppose le maintien du statu quo dans lequel le règlement proposé n'est pas mis en œuvre alors que le scénario réglementaire suppose que le règlement proposé est mis en œuvre. De plus, seules les mesures provinciales actuelles qui limitent les émissions de méthane provenant des installations pétrolières et gazières sont prises en compte dans l'analyse. Tous les avantages et les coûts présentés ci-après s'ajoutent au scénario de référence, à moins d'indication contraire.

La période visée par cette analyse est de 2018 à 2035. Le Ministère tient pour acquis que le règlement proposé devrait être publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* d'ici la fin de 2017, et s'attend donc à ce que les nouvelles installations s'y conforment à partir de 2018. Il existe une corrélation entre les coûts et les avantages supplémentaires estimés après 2023 et les prévisions de la production de l'Office national de l'énergie (ONÉ), qui vont jusqu'en 2035. Les avantages sont supérieurs aux coûts chaque année après 2023. Par conséquent, la période pendant laquelle les impacts sont évalués dans cette analyse s'étend sur une période de 2018 à 2035 (18 ans), ce qui est assez long pour montrer pleinement les impacts et montrer si les avantages du règlement proposé sont susceptibles de l'emporter sur les coûts qui lui sont associés. Une plus longue période d'analyse présenterait un avantage net plus important, car la plupart des coûts du

The proposed Regulations contain five production, processing and transmission standards designed to reduce fugitive and vented emissions from upstream oil and gas producers. Leak detection and repair programs, well completion by hydraulic fracturing requirements and compressor limits would come into force in January 2020 while facility production venting requirements and emission limits for pneumatic controllers and pumps would come into force in January 2023.

All monetary results are shown in 2015 Canadian prices after inflating any non-2015 prices. When shown as present values, future year impacts have been discounted at 3% per year to 2016 (the year of the analysis), as per TBS guidance.

Analysis of regulatory coverage and compliance

To estimate the incremental benefits and costs of the proposed Regulations, the analysis considered who would be affected (regulatory coverage) and how they would most likely respond (their compliance strategies), as described below.

Regulatory coverage

The proposed Regulations would target emissions from the upstream oil and gas sector by implementing facility and equipment level requirements. Facility level requirements would include emission limits on facility production venting and LDAR standards. At the equipment level, there would be requirements for well completion by hydraulic fracturing, as well as limits on emissions from pneumatic devices (controllers and pumps) and compressors.

The proposed Regulations would cover facilities that have the potential to emit hydrocarbons above a 60 000 m³ per year threshold in any of the past five years and to facilities using equipment subject to the proposed standards (covered facilities). Currently, some facilities are expected to already meet the compliance requirements of the proposed Regulations, in part or completely, due to provincial measures. Facilities that would need to take incremental action to comply with the proposed Regulations are considered affected facilities. The cost-benefit analysis focuses on affected facilities when estimating incremental impacts of the proposed Regulations.

règlement proposé sont des coûts initiaux engagés en 2023, comme le montre la figure 1 ci-dessus.

Le règlement proposé renferme cinq normes pour la production, le traitement et le transport qui visent à réduire les émissions fugitives et d'évacuation des producteurs de pétrole et de gaz en amont. Les programmes de détection et de réparation des fuites (DRF), les prescriptions relatives à la complétion des puits par fracturation hydraulique et les limites pour les compresseurs entreraient en vigueur en janvier 2020, alors que les exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations et aux limites des émissions pour les pompes et les régulateurs pneumatiques entreraient en vigueur en janvier 2023.

Tous les résultats pécuniaires sont présentés en prix canadiens de 2015 après inflation de tous les prix des autres années. Lorsqu'elles sont présentées en valeurs actuelles, les incidences des années futures ont été actualisées à un taux de 3 % par année jusqu'en 2016 (l'année de l'analyse), conformément aux lignes directrices du SCT.

Analyse de la portée du règlement proposé et de la conformité

Pour estimer les avantages et les coûts supplémentaires du règlement proposé, l'analyse a tenu compte de ceux qui seraient touchés (portée du règlement proposé) et de leur réaction probable (leurs stratégies de conformité), comme il est expliqué ci-dessous.

Portée du règlement proposé

Le règlement proposé ciblerait les émissions provenant de l'équipement et des installations de production de pétrole et de gaz en amont. Les exigences à l'échelle des installations comprendraient des limites d'émissions sur l'évacuation des gaz ainsi que des normes sur la détection et la réparation des fuites. En ce qui a trait à l'équipement, il y aurait des exigences pour la complétion des puits par fracturation hydraulique ainsi que des limites aux émissions des appareils pneumatiques (régulateurs et pompes) et des compresseurs.

Le règlement proposé ciblerait les installations susceptibles d'émettre des hydrocarbures au-dessus d'un seuil de 60 000 m³ par année au cours des cinq dernières années ainsi que celles qui utilisent de l'équipement assujéti aux normes proposées (installations visées). À l'heure actuelle, certaines installations devraient déjà satisfaire aux exigences du règlement proposé en raison, en partie ou en totalité, des mesures provinciales. Les installations qui devraient prendre des mesures supplémentaires pour respecter le règlement proposé sont considérées comme des installations touchées. Pour estimer les impacts supplémentaires du règlement proposé, l'analyse coûts-avantages porte sur les installations touchées.

In order to estimate affected facilities in the oil and gas sector, upstream oil and gas facility numbers were obtained from Petrinex (Petroleum Information Network)¹⁶ for Alberta and Saskatchewan in 2012 and 2013, and forecasted using the production forecasts of crude oil and natural gas from the NEB.¹⁷ Due to limited available information, the number of facilities in the rest of Canada was forecasted using production to facility ratios calculated for Alberta and Saskatchewan. The Petrinex database was also used to determine and estimate the number of facilities in the oil and gas sector that would be covered by the proposed Regulations.

As mentioned above, the number of affected facilities that would require compliance action for each of the proposed standards was estimated using a combination of consultation and various consultant reports.¹⁸ The expected compliance strategies to be adopted by the oil and gas industry in order to meet the requirements for each standard under the proposed Regulations are described below.

Compliance with facility production venting requirements

The proposed Regulations would require covered facilities to limit vented gas to 3 000 m³ per year. Affected facilities would comply with the proposed Regulations either by destroying or conserving the gas. It is assumed that it would be less costly for a facility to conserve its vented gas if its gas production net of on-site fuel use is greater than 550 000 m³ per year. Also, if the facility is already selling more than 10 000 m³ of gas per year, it is assumed that it would conserve gas. If neither of the conditions are true, it is assumed the facility would destroy the gas by flaring.

Compliance with LDAR requirements

The proposed Regulations would require that a leak inspection take place three times a year for all covered facilities. As well, when a leak is detected, corrective action would be required to be taken and a reinspection would need to be done using a portable monitoring instrument.

¹⁶ Petrinex is a joint strategic organization supporting Canada's petroleum industry and is currently represented by the Government [the Alberta Department of Energy (DOE), the Alberta Energy Regulator (AER) and the Saskatchewan Ministry of the Economy (ECON)], and industry [represented by the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) and The Explorers and Producers Association of Canada (EPAC)].

¹⁷ National Energy Board: Canada's Energy Future 2016. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016pt/index-eng.html>.

¹⁸ The number of facilities is based on facility level data from the Alberta Energy Regulator, the Petrinex database and the Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014.

Pour estimer combien d'installations seraient touchées dans le secteur pétrolier et gazier en amont, les chiffres sur les installations ont été obtenus du Petrinex (réseau d'information sur le pétrole)¹⁶ pour l'Alberta et la Saskatchewan en 2012 et en 2013, et la production a été estimée à l'aide des prévisions sur la production de pétrole brut et de gaz naturel de l'Office national de l'énergie¹⁷. L'information disponible étant limitée, le nombre d'installations dans le reste du Canada a été estimé à l'aide des ratios production-installation de l'Alberta et de la Saskatchewan. La base de données de Petrinex a également été utilisée pour déterminer et estimer le nombre d'installations du secteur pétrolier et gazier qui seraient visées par le règlement proposé.

Tel qu'il est mentionné ci-dessus, le nombre d'installations touchées qui devraient prendre des mesures de conformité pour chacune des normes proposées a été estimé en tenant compte de consultations et de divers rapports de consultants¹⁸. Les stratégies que l'industrie pétrolière et gazière devrait adopter pour respecter les dispositions du règlement proposé pour chacune des normes sont décrites ci-dessous.

Respect des prescriptions relatives à l'évacuation du gaz de production des installations

Le règlement proposé obligerait les installations visées à limiter les gaz évacués à 3 000 m³ par année. Les installations touchées respecteraient le règlement proposé soit en détruisant ou en conservant le gaz. On suppose qu'il serait moins coûteux pour une installation de conserver son gaz évacué si sa production de gaz nette de l'utilisation de carburant sur les lieux est supérieure à 550 000 m³ par année. De plus, si elle vend déjà plus de 10 000 m³ de gaz par année, on suppose qu'elle conserverait le gaz. Si aucune de ces conditions n'est remplie, on présume que l'installation détruira le gaz en le brûlant.

Respect des prescriptions relatives à la DRF

Aux termes du règlement proposé, les installations visées seraient tenues de procéder à une inspection trois fois par année afin de détecter les fuites. En cas de détection d'une fuite, elles devraient prendre des mesures correctives et une nouvelle inspection devrait être effectuée à l'aide d'un instrument de contrôle portable.

¹⁶ Petrinex est une organisation stratégique conjointe qui soutient l'industrie pétrolière du Canada et est actuellement représentée par le gouvernement (le ministère de l'énergie de l'Alberta, l'Alberta Energy Regulator et le ministère de l'économie de la Saskatchewan) et l'industrie [représentée par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et l'Association des explorateurs et des producteurs du Canada].

¹⁷ Office national de l'énergie : Avenir énergétique du Canada en 2016. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016pt/index-fra.html>.

¹⁸ Le nombre d'installations est basé sur les données au niveau des installations de l'Alberta Energy Regulator, la base de données du Petrinex et le rapport de Clearstone Engineering intitulé Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors (2014).

Based on industry consultation, it is expected that in the baseline scenario, facilities in provinces without regulatory measures in place would perform LDAR about once every four years. In provinces with regulatory measures, gas plants are expected to perform LDAR every year, while all other facilities are expected to perform LDAR once every two years in the baseline scenario.

To comply with the proposed Regulations, affected facilities would perform LDAR three times a year. Facilities are assumed to hire a professional to conduct leak detection using an optical gas imaging (OGI) camera under the regulatory scenario. Should a leak be detected, a facility would be required to repair the leak and reinspect the leak using a portable monitoring instrument (a “sniffer”).

Compliance with the well completion by hydraulic fracturing requirements

The proposed Regulations would require new hydraulic fracturing or refracturing operations to conserve or destroy vented gas, except in British Columbia and Alberta (where provincial requirements exist). In the baseline scenario, it is expected that about 25% of covered wells are currently flaring emitted gas during this process while the rest are venting emitted gas. For the regulatory scenario, it is assumed that all hydraulic fracturing wells would flare emitted gases to comply with the proposed Regulations.

Compliance with pneumatic controller and pump requirements

The proposed Regulations would require affected facilities with pneumatic controllers to use low/no-bleed controllers, and affected facilities with pneumatic pumps to use electric pumps or pumps equipped with emissions control devices.

It is assumed that batteries¹⁹ and well sites would not have compressors that exceed the 745 kW threshold, so high-bleed pneumatic controllers would be replaced with low-bleed pneumatic controllers. As well, pneumatic pumps at batteries and well sites are assumed to be replaced with solar pumps.

Conversely, compressor stations and gas processing facilities are assumed to have compressors that exceed the 745 kW threshold. Pneumatic controllers would therefore need to be non-hydrocarbon emitting. These facilities are

Après avoir consulté l'industrie, on s'attend à ce que, dans le scénario de référence, les installations situées dans les provinces où il n'y a pas de mesures réglementaires procèdent à la DRF environ une fois tous les quatre ans. Dans les provinces où il existe des mesures réglementaires, on suppose que les raffineries de gaz effectuent la DRF chaque année, et toutes les autres installations une fois tous les deux ans, dans le scénario de référence.

Pour se conformer au règlement proposé, les installations touchées procéderaient à la DRF trois fois par année. On présume qu'elles embaucheraient un professionnel qui effectuerait les tests de détection des fuites au moyen d'une caméra d'imagerie optique des gaz (IOG) dans le scénario réglementaire. L'installation serait tenue de réparer les fuites qui seraient détectées et de les inspecter de nouveau à l'aide d'un instrument de contrôle portable.

Respect des prescriptions relatives à la complétion des puits par fracturation hydraulique

Le règlement proposé obligerait les nouvelles activités de fracturation ou de refracturation hydraulique à conserver ou à détruire le gaz évacué, sauf en Colombie-Britannique et en Alberta (où existent des exigences provinciales). Dans le scénario de référence, le pourcentage de puits visés qui brûlent par torchage à l'heure actuelle le gaz émis pendant ce procédé est estimé à 25 % environ, les autres évacuant le gaz émis. Pour le scénario réglementaire, on présume que tous les puits de fracturation hydraulique brûleraient les gaz émis pour se conformer au règlement proposé.

Respect des prescriptions relatives aux pompes et aux régulateurs pneumatiques

Le règlement proposé obligerait les installations touchées dotées de régulateurs pneumatiques à utiliser des régulateurs à faible ou sans émissions, et celles qui ont des pompes pneumatiques à les changer pour des pompes électriques ou à les munir d'un dispositif antipollution.

On présume que les batteries¹⁹ et les emplacements des puits n'auraient pas de compresseurs dépassant le seuil des 745 kW, de sorte que les régulateurs pneumatiques à fortes émissions seraient remplacés par des régulateurs pneumatiques à faibles émissions. De plus, on suppose que les pompes pneumatiques aux batteries et à l'emplacement des puits seraient remplacées par des pompes solaires.

À l'inverse, on suppose que les compresseurs des stations de compression et des installations de traitement du gaz dépassent le seuil de 745 kW. Donc, les régulateurs pneumatiques ne devraient pas émettre d'hydrocarbures. Ces

¹⁹ A battery is a system of tanks or surface equipment that receives natural gas or bitumen from one or more wells prior to delivery to market or other disposition.

¹⁹ Une batterie est un système de réservoirs ou d'équipement de surface qui reçoit du gaz naturel ou du bitume provenant d'un ou de plusieurs puits avant la livraison au marché ou autre disposition.

assumed to comply with the proposed Regulations by installing an air compressor and converting to air driven pneumatic controllers. Furthermore, these facilities are not expected to have pneumatic pumps requiring replacement, since the majority of pneumatic pumps are used at batteries and well sites.

For existing facilities, it is assumed that devices would be replaced in 2023. It is assumed that new facilities would purchase low-bleed controllers or solar pumps, beginning in 2018.

Compliance with compressor requirements

The proposed Regulations would set emission limits for both centrifugal and reciprocating compressors: 0.17 m³ per minute and 0.023 m³ per minute respectively. If the measurement exceeds the rate limit for the compressor type, corrective action must be taken and the rate of emissions must be measured again. In addition, any new compressors installed would be required to conserve vented gas.

It is expected that affected facilities with reciprocating compressors would replace rod packing every three years compared to replacement every five years in the baseline scenario to comply with the proposed standard.²⁰ Affected facilities with centrifugal compressors are expected to install recovery systems on their wet seal degassing units to recover and reroute methane.²¹ The degassing recovery system would allow facilities with wet seals to forego retrofitting their compressors with dry seals and still mitigate methane emissions with little downtime.

Table 1: Expected regulatory strategies per standard

Standard	Year of Coming Into Force	Anticipated Compliance Action
LDAR	2020	<ul style="list-style-type: none"> Professionals would be hired to perform leak detection with OGI camera Repaired leak would be reinspected with portable monitoring instrument

²⁰ U.S. EPA, Natural Gas STAR Program: Reducing Methane Emissions from Component Rod Packing Systems, 2006.

²¹ U.S. EPA, Natural Gas STAR Program: Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, 2014.

installations devraient se conformer au règlement proposé en installant un compresseur d'air et en remplaçant leurs régulateurs par des régulateurs pneumatiques à entraînement pneumatique. En outre, ces installations ne devraient pas avoir de pompes pneumatiques à remplacer, car la majorité des pompes pneumatiques sont utilisées dans les batteries et les sites de puits.

Pour ce qui est des installations existantes, on tient pour acquis que les appareils auraient été remplacés en 2023. On présume également que les nouvelles installations achèteraient des régulateurs émettant peu d'émissions ou des pompes solaires à partir de 2018.

Respect des prescriptions relatives aux compresseurs

Le règlement proposé limiterait les émissions des compresseurs centrifuges et alternatifs, respectivement à 0,17 m³ par minute et à 0,023 m³ par minute. Des mesures correctives devraient être prises si le volume limite pour le type de compresseur est dépassé et le taux des émissions devrait alors être mesuré de nouveau. De plus, tous les nouveaux compresseurs installés devraient conserver le gaz évacué.

Il est prévu que les installations touchées ayant des compresseurs alternatifs remplaceraient la garniture de tige de piston tous les trois ans plutôt que tous les cinq ans comme dans le scénario de référence pour se conformer à la norme proposée²⁰. Les installations touchées ayant des compresseurs centrifuges devraient installer des systèmes de récupération sur leurs unités de dégazage à joints d'étanchéité humides pour récupérer et réacheminer le méthane²¹. Grâce à ce système de récupération, les installations ayant des joints d'étanchéité humides ne seraient pas obligées de modifier leurs compresseurs et de changer les joints de ceux-ci pour des joints secs et parviendraient tout de même à atténuer les émissions de méthane sans temps d'arrêt très prolongé.

Tableau 1 : Stratégies réglementaires prévues selon les normes

Norme	Année de l'entrée en vigueur	Mesure de conformité prévue
DRF	2020	<ul style="list-style-type: none"> Embauche de professionnels qui détecteraient les fuites à l'aide d'une caméra IOG Fuites réparées seraient inspectées de nouveau à l'aide d'un instrument de contrôle portatif

²⁰ EPA des États-Unis, Natural Gas STAR Program : Reducing Methane Emissions from Component Rod Packing Systems, 2006.

²¹ EPA des États-Unis, Natural Gas STAR Program : Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, 2014.

Standard	Year of Coming Into Force	Anticipated Compliance Action
Well completion by hydraulic fracturing requirements	2020	<ul style="list-style-type: none"> Fractured and refractured wells would flare emitted gases
Compressors	2020	<ul style="list-style-type: none"> Rod packing in reciprocating compressors would be replaced every three years instead of five years New reciprocating compressors would install vent capture device Centrifugal compressors would install recovery unit on wet seal degassing system
Facility production venting requirements	2023	<ul style="list-style-type: none"> Facilities with net gas production greater than 550 000 m³ per year, or with gas sales greater than 10 000 m³ per year would conserve vented gas Other facilities (i.e. with lower production or sales) would destroy gas
Pneumatics	2023	<ul style="list-style-type: none"> High-bleed controllers would be replaced with low-bleed controllers at batteries or well sites Gas-driven devices would be air driven with the installation of an air compressor at compressor stations and gas processing plants Pneumatic pumps would be replaced with electric (solar) pumps

Industry costs of compliance by standard

Facilities covered by the proposed Regulations are expected to carry incremental capital and operating costs in order to comply with each standard. Both industry and the federal government are also expected to incur some administrative costs in order to ensure regulatory compliance.

Norme	Année de l'entrée en vigueur	Mesure de conformité prévue
Prescriptions relatives à la complétion des puits par fracturation hydraulique	2020	<ul style="list-style-type: none"> Brûlage par torchage des gaz émis par les puits de fracturation et de refracturation
Compresseurs	2020	<ul style="list-style-type: none"> Remplacement de la garniture de tige de piston des compresseurs alternatifs tous les trois ans plutôt que tous les cinq ans Installation de dispositifs de capture des gaz évacués pour les nouveaux compresseurs alternatifs Installation d'unités de récupération sur le système de dégazage à joints d'étanchéité humides des compresseurs centrifuges
Prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	2023	<ul style="list-style-type: none"> Les installations dont la production nette de gaz est supérieure à 550 000 m³ par année, ou dont les ventes de gaz sont supérieures à 10 000 m³ par année, conserveraient le gaz rejeté Autres installations (installations avec production ou ventes moins élevées, par exemple) détruiraient le gaz
Appareils pneumatiques	2023	<ul style="list-style-type: none"> Remplacement des régulateurs émettant beaucoup d'émissions par des régulateurs qui en émettent peu aux batteries ou à l'emplacement des puits Les appareils au gaz deviendront pneumatiques grâce à l'installation d'un compresseur pneumatique aux stations de compression et aux usines de traitement du gaz Remplacement des pompes pneumatiques par des pompes électriques (solaires)

Coûts de la conformité pour l'industrie, par norme

Les installations visées par le règlement proposé devraient voir leurs coûts en capital et leurs charges d'exploitation augmenter pour chacune des normes. L'industrie et le gouvernement fédéral devraient aussi avoir certains frais administratifs pour assurer la conformité réglementaire.

Facility production venting compliance costs

Affected facilities are expected to either conserve the previously vented gas by installing a vapour recovery unit (VRU), or install a flare to destroy the gas. It is estimated that about 3 000 facilities would conserve gas, while about 4 000 facilities would flare it. Compliance costs borne by industry would include the operating costs associated with ongoing operation and management, and capital costs for VRU and flares.²² Capital costs are estimated at \$150,000 to \$200,000 per facility to purchase and install a VRU, and at \$150,000 per facility to purchase and install a flare. Annual operating costs are estimated at \$10,000 per facility to conserve gas, and at \$5,000 per facility to flare. It is estimated that the facility production venting standard would result in a cost to industry of \$1,201 million between 2018 and 2035.

LDAR compliance costs

The proposed Regulations would require affected facilities to undertake leak detection more frequently than they otherwise would have in the baseline scenario. It is estimated that about 42 000 facilities would be covered by the LDAR requirements. Compliance costs to industry would include the capital cost of putting in place an LDAR data collection system of \$21,000 per facility. As well, costs would be incurred to detect leaks using OGI equipment (through the hiring of a professional).²³ The number of components per facility is used to estimate the time it would take a consultant to conduct OGI leak detection, assumed to cost \$190 an hour, which includes the wage paid to the consultant plus the rental rate for the camera. Upon completion of a repair, the proposed Regulations require that the repaired leak be inspected using a portable monitoring instrument (a “sniffer”) in accordance with the U.S. Environmental Protection Agency Method 21. Per component, the cost of inspection (with an OGI camera) and reinspection (with a sniffer) is estimated to be 43 cents.²⁴ It is estimated that the LDAR standard would result in a cost to industry of \$374 million between 2018 and 2035.

²² U.S. EPA, Natural Gas STAR Program: Installing Vapor Recover Units on Storage Tanks, 2009. Combustor costs are estimated through manufacturer consultation.

²³ Costs are derived from EPA, Background Technical Support Document for Proposed Standards: Oil and Natural Gas NSPS.

²⁴ This cost is the sum of inspection and reinspections costs: [(Inspection time)*(cost/hr of OGI inspection)]+[(reinspection time)*(probability of leak)*(cost/hr of reinspection)].

Coûts de la conformité en ce qui concerne l'évacuation du gaz de production des installations

Les installations touchées devraient soit conserver le gaz qu'elles évacuaient auparavant en installant une unité de récupération des vapeurs (URV), ou installer une torche pour détruire le gaz. On estime que quelque 3 000 installations conserveraient le gaz, alors que 4 000 environ le brûleraient. Les coûts de la conformité encourus par l'industrie comprennent les charges d'exploitation associées au fonctionnement courant et à la gestion, et les coûts en capital pour les URV et les torches.²² Les coûts en capital sont estimés entre 150 000 \$ et 200 000 \$ par installation pour l'achat et l'installation d'une URV, et à 150 000 \$ par installation pour l'achat et l'installation d'une torche. Les charges d'exploitation annuelles sont estimées à 10 000 \$ par installation pour la conservation du gaz, et à 5 000 \$ par installation pour le brûlage. La norme relative à l'évacuation des gaz des installations de production devrait entraîner des coûts de 1 201 millions de dollars pour l'industrie entre 2018 et 2035.

Coûts de la conformité en ce qui concerne la DRF

Le règlement proposé obligerait les installations touchées à procéder plus fréquemment à la détection des fuites qu'elles ne le feraient dans le scénario de référence. On estime à 42 000 environ le nombre d'installations qui seraient couvertes par les exigences de la DRF. Les coûts de la conformité pour l'industrie seraient le coût en capital de la mise en place d'un système de collecte des données de DRF de 21 000 \$ par installation. Il y aurait de plus des frais pour la détection des fuites à l'aide de matériel d'imagerie optique des gaz (IOG) [par suite de l'embauche d'un professionnel]²³. Le nombre de composantes par installation sert à estimer le temps qu'il faudrait à un consultant pour détecter les fuites à l'aide du matériel IOG, le coût présumé étant de 190 \$ l'heure, ce qui inclut le salaire du consultant plus le taux de location de la caméra. Le règlement proposé exige que, lorsque des réparations sont nécessaires, la fuite réparée soit inspectée au moyen d'un instrument de contrôle portable (un « renifleur ») conformément à la méthode 21 de l'Environmental Protection Agency des États-Unis. Par composante, le coût de l'inspection (avec une caméra IOG) et de la nouvelle inspection (à l'aide d'un renifleur) est estimé à 43 cents.²⁴ Selon les estimations, la norme en ce qui concerne la DRF entraînerait pour l'industrie des coûts de 374 millions de dollars entre 2018 et 2035.

²² EPA des États-Unis, Natural Gas STAR Program: Installing Vapor Recover Units on Storage Tanks, 2009. Les coûts associés aux brûleurs ont été estimés à la suite de consultations avec les fabricants.

²³ Les coûts sont tirés du document de l'EPA Background Technical Support Document for Proposed Standards: Oil and Natural Gas NSPS.

²⁴ Ce coût est la somme des coûts de l'inspection et des nouvelles inspections : [(temps d'inspection)*(coût/h de l'inspection par caméra IOG)]+[(temps de la nouvelle inspection)*(probabilité de fuites)*(coût/h de la nouvelle inspection)].

The analysis assumes that leaks are random and independent events and that new leaks are unlikely to reoccur within the baseline reinspection period (up to four years). Therefore, the number of leaks that are detected is essentially the same (change of less than 1%) in the baseline and regulatory scenarios. Under the regulatory scenario, leaks would, however, be detected earlier than they would in the baseline scenario. As a result, the analysis has not considered the incremental cost of repairs.

Well completion by hydraulic fracturing requirements compliance costs

The analysis assumes that under the regulatory scenario, all affected fracturing and refracturing wells would flare emitted gases. It is estimated that about 15 000 oil and gas wells would be required to install a flare over the time frame of the analysis. It is expected that flaring well completion emissions would cost \$4,000 (flares required for well completions are generally rented on a temporary basis and are therefore less costly than facility flaring described above).²⁵ It is estimated that this standard would result in a cost to industry of \$41 million between 2018 and 2035.

Pneumatic controllers and pumps compliance costs

The analysis calculates the number of pneumatic devices affected by multiplying the number of affected facilities by an estimated number of devices per facility.²⁶ The analysis assumes that new facilities would carry the incremental cost difference between a high-bleed device and a compliant device, while existing facilities would carry the full cost of a new device.

It is estimated that the number of gas-driven pneumatic devices per facility would range between 0 and 18 for most facilities.²⁷ Compliance costs to industry would consist of the incremental capital and labour cost of replacement or retrofit ranging from \$0 to \$917 for new facilities, and \$276 to \$2,348 for existing facilities. At compressor stations and gas processing facilities, it is expected that an air compressor would be installed to convert existing devices to be air driven. This is estimated to cost \$65,000 per facility.²⁸ For pneumatic pumps, it is assumed that facilities would replace pumps with solar pumps, which is estimated to cost \$7,500 for new facilities and \$16,200 for

L'analyse suppose que les fuites sont des événements aléatoires et indépendants et que de nouvelles fuites ne sont pas susceptibles de se reproduire dans la période de réinspection de base (jusqu'à quatre ans). Par conséquent, le nombre de fuites détectées est essentiellement le même (un changement de moins de 1 %) dans le scénario de référence et le scénario réglementaire. Dans le scénario réglementaire, les fuites seraient toutefois détectées plus tôt que dans le scénario de référence. L'analyse n'a donc pas tenu compte des coûts supplémentaires des réparations.

Coûts de la conformité en ce qui concerne les prescriptions relatives à la complétion des puits par fracturation hydraulique

L'analyse suppose que, dans le scénario réglementaire, tous les puits de fracturation et de refracturation touchés brûleront le gaz émis par torchage. On estime à environ 15 000 le nombre de puits de pétrole et de gaz qui devraient installer une torche pendant la période visée par l'analyse. Le brûlage des émissions de la complétion des puits devrait coûter 4 000 \$ (les torchères nécessaires pour la complétion des puits sont généralement louées à titre temporaire et sont donc moins coûteuses que celles décrites ci-dessus)²⁵. Selon les estimations, cette norme devrait coûter 41 millions de dollars à l'industrie entre 2018 et 2035.

Coûts de la conformité en ce qui concerne les régulateurs et les pompes pneumatiques

L'analyse calcule le nombre d'appareils pneumatiques touchés en multipliant le nombre d'installations touchées par le nombre estimé d'appareils par installation.²⁶ Elle tient pour acquis que la différence entre un appareil qui émet beaucoup d'émissions et un appareil conforme représenterait un coût supplémentaire pour les nouvelles installations, alors que, pour les installations existant déjà, ce serait le coût total d'un nouvel appareil.

On estime que le nombre d'appareils pneumatiques à gaz par installation serait entre 0 et 18 pour la plupart des installations.²⁷ Les coûts de la conformité pour l'industrie comprendraient le coût supplémentaire en capital et en main-d'œuvre du remplacement ou de la modification, qui va de 0 \$ à 917 \$ pour les nouvelles installations et de 276 \$ à 2 348 \$ pour les installations existantes. Aux stations de compression et aux installations de traitement du gaz, l'installation d'un compresseur pneumatique est prévue pour que les appareils actuels deviennent pneumatiques. L'installation de ce compresseur est estimée à 65 000 \$ par installation.²⁸ On suppose que les

²⁵ *Ibid.*

²⁶ Basé sur des estimations internes et Greenpath: Modelling inputs for leak and vent rates, 2016.

²⁷ Plus grandes installations ont généralement plus d'appareils pneumatiques. Certaines installations n'ont aucun appareil pneumatique à gaz, car elles ont déjà mis en œuvre la norme d'atténuation.

²⁸ U.S. EPA, Natural Gas STAR Program: Convert Gas Pneumatic Controls To Instrument Air, 2016.

²⁵ *Ibid.*

²⁶ Basé sur des estimations internes et Greenpath: Modelling inputs for leak and vent rates, 2016.

²⁷ De plus grandes installations ont généralement plus d'appareils pneumatiques. Certaines installations n'ont aucun appareil pneumatique à gaz, car elles ont déjà mis en œuvre la norme d'atténuation.

²⁸ EPA des États-Unis, Natural Gas STAR Program: Convert Gas Pneumatic Controls To Instrument Air, 2016.

existing facilities.²⁹ It is estimated that the pneumatics standard would result in a cost to industry of \$1,492 million between 2018 and 2035.

Compressors compliance costs

Facilities with reciprocating compressors would replace rod packing more frequently as a result of the proposed Regulations. It is estimated that the rod packing would need to be replaced more frequently for about 9 000 reciprocating compressors, and the incremental cost to replace the rod packing for a reciprocating compressor more frequently is estimated at an annualized cost of \$300. In addition, approximately 1 500 newly installed reciprocating compressors would be required to capture all emitted gases.³⁰ The estimated cost to install conservation equipment would be about \$27,000 per compressor.

Facilities with centrifugal compressors are expected to augment their compressors with a recovery unit that conserves the gas vented from the compressor's wet seal degassing system. It is estimated that there are around 90 affected centrifugal compressors, and the cost of installing a wet seal degassing system is estimated to be \$45,000. It is estimated that the compressor standard would result in a cost to industry of \$157 million between 2018 and 2035.

Summary of industry compliance costs

Compliance costs associated with the proposed Regulations would increase the marginal cost of producing natural gas (and other fuels) in Canada. With no offsetting effects, these incremental costs are expected to decrease the quantity of natural gas produced in Canada, relative to the baseline scenario. Given the integrated nature of the North American market for natural gas, it is assumed that these decreased quantities would be replaced by imported natural gas.³¹ For the purposes of this analysis, industry compliance costs of \$3.3 billion (see Table 2) are used as a proxy for the value of this compliance cost effect. These compliance costs would be offset, in part, by the recovery of 663 PJ of natural gas with a market value of \$1.6 billion, described in the benefits analysis below.

installations remplaceraient les pompes pneumatiques par des pompes solaires; le coût de ce remplacement est estimé à 7 500 \$ pour les nouvelles installations et à 16 200 \$ pour les installations existantes²⁹. La norme sur les régulateurs et les pompes pneumatiques devrait coûter 1 492 millions de dollars à l'industrie entre 2018 et 2035.

Coûts de la conformité en ce qui concerne les compresseurs

Les installations ayant des compresseurs alternatifs devraient remplacer la garniture de tige de piston plus fréquemment par suite du règlement proposé. On estime que la garniture de tige de piston devrait être remplacée plus souvent à quelque 9 000 compresseurs alternatifs; le coût supplémentaire annualisé lié à cette fréquence accrue est estimé à 300 \$ pour un compresseur alternatif. En outre, environ 1 500 compresseurs alternatifs récemment installés devraient capturer tout le gaz émis³⁰. Le coût estimé de l'installation de l'équipement de conservation est d'environ 27 000 \$ par compresseur.

Les installations ayant des compresseurs centrifuges devraient les améliorer en installant une unité de récupération qui conserve le gaz évacué par le système de dégazage à joints d'étanchéité humides du compresseur. Le nombre de compresseurs centrifuges touchés est estimé à 90 environ, et le coût de l'installation d'un système de dégazage à joints d'étanchéité humides est estimé à 45 000 \$. La norme relative aux compresseurs devrait entraîner des coûts de 157 millions de dollars pour l'industrie entre 2018 et 2035.

Résumé des coûts de la conformité pour l'industrie

Les coûts de conformité associés au règlement proposé augmenteraient le coût marginal de la production de gaz naturel (et d'autres combustibles) au Canada. Sans effet compensateur, ces coûts différentiels devraient diminuer la quantité de gaz naturel produite au Canada par rapport au scénario de référence. Étant donné la nature intégrée du marché nord-américain du gaz naturel, on suppose que ces quantités réduites seraient remplacées par du gaz naturel importé³¹. Aux fins de la présente analyse, les coûts de conformité de l'industrie de 3,3 milliards de dollars (voir le tableau 2) sont utilisés comme approximation de la valeur de cet effet de coût de conformité. Ces coûts de conformité seraient compensés en partie par le recouvrement de 663 PJ de gaz naturel d'une valeur marchande de 1,6 milliard de dollars, décrite dans l'analyse des avantages ci-dessous.

²⁹ Source for costs estimates obtained from distributor consultations.

³⁰ This total includes newly installed compressors moved from decommissioned facilities whose rod packing was previously replaced as a result of these Regulations.

³¹ It is assumed that the quantity of natural gas consumed in Canada would remain unchanged.

²⁹ Les estimations des coûts ont été obtenues auprès des distributeurs.

³⁰ Ce total inclut les compresseurs récemment installés et déplacés d'installations désaffectées dont la garniture de tige de piston avait été remplacée auparavant en raison de ce règlement.

³¹ Il est supposé que la quantité de gaz naturel consommée au Canada demeurerait inchangée.

Table 2: Industry compliance costs by proposed standard (millions of dollars)

Proposed Standard	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Facility production venting requirements	749	229	222	1,201
Leak detection and repairs	187	102	85	374
Well completion requirements	16	17	8	41
Pneumatic controllers and pumps	1,411	53	28	1,492
Compressors	74	45	38	157
Total	2,437	446	381	3,265

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 2 : Coûts de la conformité pour l'industrie, par norme proposée (en millions de dollars)

Norme proposée	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	749	229	222	1 201
Détection et réparation des fuites	187	102	85	374
Prescriptions relatives à la complétion des puits	16	17	8	41
Régulateurs et pompes pneumatiques	1 411	53	28	1 492
Compresseurs	74	45	38	157
Totaux	2 437	446	381	3 265

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

Most of the compliance costs are expected to occur in 2023 (about \$2.0 billion as shown in Figure 1 above), when the facility production venting, and pneumatic device and pump requirements come into effect.

Industry and government administrative costs to ensure compliance

Presently, there are no federal regulations established to regulate GHG emissions in the oil and gas sector. The proposed Regulations would require regulatees to register facilities, keep records, and submit registration and compliance reports. These industry administrative costs are estimated to be \$21 million between 2018 and 2035.³²

The Department would also incur costs to enforce the proposed Regulations, conduct compliance promotion and administer the proposed Regulations. In 2018, an estimated one-time cost of about \$209,000 is expected to be

La plus grande partie des dépenses associées à la conformité devrait être engagée en 2023 (2 milliards de dollars environ, comme le montre la figure 1, ci-dessus), année où les prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations et aux appareils et pompes pneumatiques entrent en vigueur.

Coûts administratifs du gouvernement et de l'industrie pour assurer la conformité

À l'heure actuelle, aucun règlement fédéral ne régit les émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier. Le règlement proposé obligerait les entités réglementées à enregistrer les installations, à tenir des documents et à produire des rapports de conformité et d'enregistrement. Ces coûts administratifs sont estimés à 21 millions de dollars pour la période allant de 2018 à 2035³².

Le Ministère engagerait lui aussi des frais pour faire respecter le règlement proposé, tenir des activités de promotion de la conformité et gérer le règlement proposé. En 2018, un coût ponctuel d'environ 209 000 \$, selon les

³² In the "One-for-One" Rule" section of the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS), these costs are also annualized at \$1.1 million in 2012 dollars over a 10-year period (2018–2027) using a 7% discount rate as per the *Red Tape Reduction Regulations*.

³² Dans la section sur la « Règle du "un pour un" » du résumé de l'étude d'impact de la réglementation (REIR), ces coûts sont aussi annualisés à 1,1 million de dollars en dollars de 2012 sur une période de 10 ans (2018-2027) en fonction d'un taux d'actualisation de 7 % conformément au *Règlement sur la réduction de la paperasse*.

required for the training of enforcement officers and \$50,000 to meet information management requirements. The annual inspection cost is estimated to be \$571,500. This cost includes inspections, investigations, measures to deal with alleged violations and prosecutions and is estimated to be \$8 million between 2018 and 2035.

Compliance promotion activities are intended to encourage the regulated community to achieve compliance. Compliance promotion costs include distributing the proposed Regulations, developing and distributing promotional materials (such as a fact sheet and web material), advertising in trade and association magazines and attending trade association conferences. This cost is estimated to be \$148,000 between 2018 and 2022.

The proposed Regulations allow for a temporary permitted exemption for facilities where meeting the requirements for pneumatic pumps would be technically or economically infeasible. These permits would need to be reviewed and approved by the Government of Canada. The total cost of permit reviews is estimated to be \$35,000 between 2018 and 2035.

Table 3 below summarizes the administrative cost to ensure compliance for both industry and Government.

Table 3: Administrative costs for industry and Government (millions of dollars)

	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Industry administrative costs	11	6	5	21
Government administrative costs	5	2	2	8
Total administrative costs	15	8	7	29

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 3 : Coûts administratifs de l'industrie et du gouvernement (en millions de dollars)

	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Coûts administratifs de l'industrie	11	6	5	21
Coûts administratifs du gouvernement	5	2	2	8
Total des coûts administratifs	15	8	7	29

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

Administrative costs to industry and Government necessary to ensure compliance are estimated to be \$29 million between 2018 and 2035.

estimations, serait prévu pour la formation des agents d'application de la loi, auquel s'ajouteraient 50 000 \$ pour satisfaire aux exigences de la gestion de l'information. Le coût de l'inspection annuelle est estimé à 571 500 \$. Ce coût inclut les inspections, les enquêtes, les mesures en cas d'infraction présumée et les poursuites; il est estimé à 8 millions de dollars pour la période de 2018 à 2035.

Les activités de promotion de la conformité visent à aider la collectivité réglementée à se conformer à la réglementation. Les coûts associés aux activités de promotion de la conformité sont ceux de la diffusion du règlement proposé, de la conception et de la distribution de matériel promotionnel (comme des fiches de renseignements et de la documentation Web), de la publicité dans des revues spécialisées et professionnelles, et de la participation aux conférences d'associations professionnelles. Ce coût est estimé à 148 000 \$ entre 2018 et 2022.

Le règlement proposé prévoit un permis d'exemption temporaire pour les installations lorsque la mise en œuvre des prescriptions relatives aux pompes pneumatiques serait impossible pour des raisons techniques ou économiques. Ces permis devraient être examinés et approuvés par le gouvernement du Canada. Selon les estimations, le coût total de l'examen des permis serait de 35 000 \$ entre 2018 et 2035.

Le tableau 3 ci-dessous résume les coûts administratifs de l'industrie et du gouvernement pour assurer la conformité.

Les coûts administratifs nécessaires pour assurer la conformité sont estimés à 29 millions de dollars pour l'industrie et le gouvernement entre 2018 et 2035.

Benefits of regulatory coverage and compliance

The proposed Regulations would reduce vented and fugitive emissions of methane, a potent GHG, through the requirements to conserve fugitive and vented natural gas. This means that natural gas that would otherwise have been wasted would be conserved as a potential energy source. In addition, emissions of VOCs would be reduced, leading to improved air quality, which can improve the environment and health of Canadians.

To monetize the benefits, the social cost of carbon (SCC) has been applied to the CO₂ emission reductions, and the social cost of methane (SCCH₄) has been applied to the methane (CH₄) emission reductions to value the avoided climate change damages resulting from reductions in GHG emissions. A market price for natural gas has been applied to value the amount of gas conserved.

Given the resource-intensive and time-consuming nature of air quality modelling, the Department is still in the process of finalizing air quality modelling results for reductions in VOCs. Therefore, VOC emissions reductions have not been monetized for this analysis.

Quantification of benefits

The analysis estimated the conserved gas and quantified the emission reductions by first developing detailed engineering emissions estimates for each proposed standard, and then scaling these to the Department's overall emission estimates for the oil and gas sector in order to ensure that the estimates are consistent.

To calculate natural gas reductions, natural gas emission factors for the various standards and product types were multiplied by the total number of devices for the respective standard. This procedure calculates the total amount of natural gas that would be recovered by implementing the proposed Regulations. The difference between the emissions in the baseline scenario and the emissions in the regulatory scenario were used to estimate the incremental reductions.

The sources for the emission factors differ for each standard

- For facility production venting requirements, provincial data on facility venting and flaring volumes were used to estimate the baseline emissions, and compared to the required reductions as per the proposed Regulations;
- For LDAR, the emission factors for the policy scenario are obtained using the methods from the 1995 U.S. EPA Protocol and applying factors from an engineering

Avantages de la portée et du respect du règlement

Le règlement proposé réduirait les émissions de méthane, un puissant gaz à effet de serre, grâce aux exigences de conservation du gaz naturel fugitif et évacué. Cela signifie que le gaz naturel qui aurait été perdu serait conservé comme source éventuelle d'énergie. De plus, les émissions de COV diminueraient, ce qui améliorerait la qualité de l'air, et donc l'environnement et la santé de la population canadienne.

Pour monétiser les avantages et connaître la valeur des dommages évités liés au changement climatique associés à la réduction des émissions de GES, le coût social du carbone (CSC) a été appliqué à la réduction des émissions de CO₂, et le coût social du méthane (CSCH₄) a été appliqué à la réduction des émissions de méthane (CH₄). Le prix du gaz naturel sur les marchés a été appliqué pour établir la valeur de la quantité de gaz conservé.

Étant donné que la modélisation de la qualité de l'air exige beaucoup de ressources et de temps, le Ministère est toujours en train de finaliser les résultats de la modélisation de la qualité de l'air pour la réduction des COV. Par conséquent, la réduction des COV n'a pas été monétisée pour cette analyse.

Quantification des avantages

Dans l'analyse, on a estimé le gaz conservé et quantifié les réductions d'émissions en établissant d'abord des estimations techniques détaillées des émissions pour chacune des normes proposées, puis en les mettant à l'échelle des estimations globales du Ministère des émissions pour le secteur pétrolier et gazier afin que les estimations soient cohérentes.

Pour calculer les réductions de gaz naturel, les facteurs des émissions pour les diverses normes et les divers types de produits ont été multipliés par le nombre total d'appareils pour chacune des normes. Cette procédure permet de calculer la quantité totale de gaz naturel qui serait récupérée par l'application du règlement proposé. La différence entre les émissions dans le scénario de référence et les émissions dans le scénario réglementaire ont permis d'estimer les réductions supplémentaires.

Les sources des facteurs d'émission diffèrent pour chacune des normes :

- en ce qui concerne les prescriptions relatives à l'évacuation du gaz de production des installations, les données provinciales sur les volumes de gaz évacué et brûlé par torchage ont permis d'estimer les émissions de référence et de les comparer aux réductions exigées conformément au règlement proposé;
- pour la DRF, les facteurs d'émission ont été obtenus pour le scénario réglementaire à l'aide des méthodes du

assessment of fugitive equipment leak emission factors undertaken in 2014;^{33,34}

- For well completion by hydraulic fracturing requirements, emission factors are obtained from the U.S. EPA;³⁵
- For pneumatic devices, emission factors were derived from an engineering assessment of pneumatic devices undertaken in British Columbia in 2013;³⁶ and
- For compressors, the emission factors for the reciprocating compressors are estimated using the Environmental Defense Fund (EDF) sawtooth method.³⁷ The EDF study provided a start and end emission factor which increases linearly to produce a timeline of emission based on months passed since the last rod packing change. For centrifugal compressors, the emission factors are obtained from an engineering assessment of compressors undertaken in 2014 by the U.S. EPA.³⁸

To separate emissions of natural gas into the different pollutants, the composition of emitted and conserved natural gas is determined using estimates of gas composition from the Clearstone Engineering report,³⁹ with the exception of gas from facility production venting, as these composition ratios were obtained from a combination of reports from provinces.⁴⁰ To obtain the amounts of CO₂, CH₄ or VOCs reduced, the natural gas reductions are multiplied by the composition ratios for each standard which are provided in Table 4 below.

protocole de l'EPA des États-Unis de 1995 et par l'application des facteurs d'une évaluation technique des facteurs d'émission de fuite d'équipement fugitive entreprise en 2014^{33,34};

- pour les prescriptions relatives à la complétion des puits par fracturation hydraulique, les facteurs d'émission ont été obtenus de l'EPA des États-Unis³⁵;
- pour les appareils pneumatiques, les facteurs d'émission ont été dérivés d'une évaluation technique des appareils pneumatiques entreprise en Colombie-Britannique en 2013³⁶;
- en ce qui concerne les compresseurs, les facteurs d'émission pour les compresseurs alternatifs ont été estimés à l'aide de la méthode en dents de scie de l'Environmental Defense Fund (EDF)³⁷. L'étude de l'EDF a fourni un facteur de début et de fin des émissions qui augmente de façon linéaire afin d'obtenir un calendrier des émissions en fonction du nombre de mois écoulés depuis le dernier changement des garnitures de tige de piston. Pour les compresseurs centrifuges, les facteurs d'émission ont été obtenus d'une évaluation technique des compresseurs entreprise en 2014 par l'EPA des États-Unis³⁸.

Pour séparer les émissions de gaz naturel en différents polluants, la composition du gaz naturel émis et conservé a été déterminée à l'aide des estimations de composition de gaz du rapport de Clearstone Engineering³⁹, à l'exception des gaz évacués des installations de production, dont les ratios de composition ont été obtenus de divers rapports de provinces⁴⁰. Pour chiffrer les réductions de CO₂, de CH₄ ou de COV, on a multiplié les réductions de gaz naturel par les ratios de composition, pour chacune des normes, qui sont donnés au tableau 4 ci-dessous.

³³ Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014.

³⁴ U.S. EPA: Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, 1995, <https://www3.epa.gov/ttnchie1/efdocs/equippls.pdf>. Clearstone Engineering: CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry — Volume 2, July 1999.

³⁵ U.S. EPA: Background Technical Support Document for Proposed Standards: Oil and Natural Gas NSPS, 2011.

³⁶ The Prasino Group: Final Report for determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia, 2013.

³⁷ EDF: Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries, 2015.

³⁸ U.S. EPA, Natural Gas STAR Program: Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, 2014.

³⁹ Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014.

⁴⁰ Average composition of gas ratios from provincial reported information were used for the facility production venting standard estimates.

³³ Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014.

³⁴ EPA des États-Unis : Protocol for Equipment Leak Emission Estimates, 1995, <https://www3.epa.gov/ttnchie1/efdocs/equippls.pdf>. Clearstone Engineering: CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry — Volume 2, juillet 1999.

³⁵ EPA des États-Unis : Background Technical Support Document for Proposed Standards: Oil and Natural Gas NSPS, 2011.

³⁶ The Prasino Group: Final Report for determining Bleed Rates for Pneumatic Devices in British Columbia, 2013.

³⁷ EDF: Economic Analysis of Methane Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries, 2015.

³⁸ EPA des États-Unis, Natural Gas STAR Program: Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, 2014.

³⁹ Clearstone Engineering: Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors, 2014.

⁴⁰ Les taux de spéciation moyens dont il est fait état dans l'information des provinces ont été utilisés pour les estimations de la norme relative à l'évacuation des gaz des installations de production.

Table 4: Composition of gas by proposed standard and product type

Standard	Product Type	CO ₂	CH ₄	VOCs
Venting	Light oil	10%	53%	22%
Venting	Heavy oil	6%	89%	2%
Venting	Cold heavy oil with sand	2%	94%	1%
All others	Light oil	1%	84%	4%
All others	Heavy oil	1%	84%	4%
All others	Non-associated gas	2%	88%	5%
All others	Tight gas	>1%	94%	2%
All others	Shale gas	>1%	94%	2%
All others	Coal bed methane gas	>1%	96%	1%
All others	Gas processing	2%	88%	5%

The engineering emission estimates were then scaled to align with the departmental baseline emissions forecasts. The departmental baseline emission projections for the oil and gas sector are determined using the production forecast of oil and gas from the NEB, in combination with the national inventory report. These departmental projections are developed in the Energy, Emissions and Economy model (E3MC), one of the Department's models for estimating GHG emission trends and policy impacts in Canada. This analysis uses emissions projections as reported in *Canada's Second Biennial Report on Climate Change* to United Nations Framework Convention on Climate Change.⁴¹

The baseline engineering emission estimates were compared to the departmental baseline emission forecast to obtain a ratio or scaling factor. This scaling factor was applied to the engineering estimates to derive final incremental emission reduction estimates for the proposed Regulations. The scaling factor is broken down by province, by sector, and by pollutant (CH₄, CO₂ and VOC), but not by emission source. Further scaling was done where necessary to ensure that incremental reductions do not exceed baseline emission estimates.

⁴¹ *Canada's Second Biennial Report on Climate Change* to United Nations Framework Convention on Climate Change can be found at https://www.ec.gc.ca/GES-GHG/02D095CB-BAB0-40D6-B7F0-828145249AF5/3001%20UNFCCC%202nd%20Biennial%20Report_e_v7_lowRes.pdf.

Tableau 4 : Composition de gaz par norme proposée et type de produit

Norme	Type de produit	CO ₂	CH ₄	COV
Évacuation	Pétrole léger	10 %	53 %	22 %
Évacuation	Pétrole lourd	6 %	89 %	2 %
Évacuation	Pétrole lourd à froid avec sables pétrolières	2 %	94 %	1 %
Toutes les autres	Pétrole léger	1 %	84 %	4 %
Toutes les autres	Pétrole lourd	1 %	84 %	4 %
Toutes les autres	Gaz non associé	2 %	88 %	5 %
Toutes les autres	Gaz de réservoir compact	>1 %	94 %	2 %
Toutes les autres	Gaz de schiste	>1 %	94 %	2 %
Toutes les autres	Méthane de houille	>1 %	96 %	1 %
Toutes les autres	Traitement du gaz	2 %	88 %	5 %

Les estimations techniques des émissions ont ensuite été mises à l'échelle des prévisions du Ministère pour les émissions de référence. Les projections du Ministère pour les émissions du scénario de référence du secteur pétrolier et gazier sont établies à partir des prévisions de la production du pétrole et du gaz de l'ONÉ associées au rapport de l'inventaire national. Ces prévisions ministérielles sont établies dans le modèle énergie-émissions-économie (E3MC), un des modèles du Ministère pour l'estimation des incidences stratégiques et des tendances relatives aux émissions de GES au Canada. Cette analyse utilise les projections de GES du Ministère dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques⁴¹.

On a comparé les estimations techniques des émissions du scénario de référence aux prévisions du Ministère pour les émissions du scénario de référence afin d'obtenir un ratio ou un facteur d'échelle. Ce facteur d'échelle a été appliqué aux estimations techniques, ce qui a permis de dériver les estimations finales des réductions supplémentaires des émissions pour le règlement proposé. Ce facteur d'échelle est divisé par province, par secteur et par polluant (CH₄, CO₂ et COV), mais non par source d'émissions. Une autre mise à l'échelle a été effectuée, au besoin, pour que les réductions supplémentaires ne dépassent pas les estimations des émissions du scénario de référence.

⁴¹ *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* à la Convention-cadre des Nations Unies : https://www.ec.gc.ca/GES-GHG/02D095CB-BAB0-40D6-B7F0-828145249AF5/3001%20UNFCCC%202nd%20Biennial%20Report_f_v7_lowRes.pdf.

Greenhouse gases emission reductions

The proposed Regulations would reduce methane emissions that would be emitted into the atmosphere. At the same time, the proposed Regulations are estimated to result in a slight increase in flaring activities, which would slightly increase CO₂ emissions. The proposed Regulations would reduce 12 Mt of methane emissions over the time frame of analysis. Using a global warming potential factor of 25, the decrease in methane emissions is estimated at 295 Mt CO₂e between 2018 and 2035. The increase in CO₂ as a result of the increase in flaring activities is estimated to be 14 Mt over the time frame of analysis.

The net GHG emission reductions are measured as the combined reductions of CH₄ and CO₂, as well as the increase in CO₂ emissions from increased flaring. It is estimated that a net 282 Mt CO₂e of GHG emissions would be reduced between 2018 and 2035 as a result of the proposed Regulations as seen in the table below.

Réduction des émissions de gaz à effet de serre

Le règlement proposé réduirait les émissions de méthane qui seraient rejetées dans l'atmosphère. Par ailleurs, le règlement proposé entraînerait, selon les estimations, une légère augmentation des activités de torchage, qui causeraient une légère hausse des émissions de CO₂. Le règlement proposé réduirait les émissions de méthane de 12 Mt pendant la période visée par l'analyse. Si un facteur de potentiel de réchauffement de la planète de 25 est utilisé, la diminution des émissions de méthane est estimée à 295 Mt éq. CO₂ entre 2018 et 2035. L'augmentation du CO₂ consécutive à l'accroissement du torchage est estimée à 14 Mt au cours de la période visée par l'analyse.

La réduction nette des émissions équivaut aux réductions combinées de CH₄ et de CO₂, ainsi qu'à l'augmentation des émissions de CO₂ causée par l'accroissement du torchage. La réduction nette des émissions de GES faisant suite à l'application du règlement proposé est estimée à 282 Mt éq. CO₂ entre 2018 et 2035, comme le montre le tableau ci-après.

Table 5: GHG emission reductions per proposed standard (in Mt CO₂e)

Proposed Standard	Net GHGs (CH ₄ + CO ₂)				CH ₄	CO ₂
	2018–2025	2026–2030	2031–2035	2018–2035	2018–2035	2018–2035
Facility production venting requirements	26	44	42	112	125	-13
Leak detection and repairs	23	20	20	64	64	0
Well completion requirements	2	1	1	4	5	-1
Pneumatic controllers and pumps	19	27	26	72	72	0
Compressors	9	10	11	30	30	0
Total	80	102	100	282	295	-14

Note: Numbers may not add up due to rounding. CO₂ emissions increase as a result of facilities flaring vented gas. Methane (CH₄) emissions are presented in Mt CO₂e, which is calculated by multiplying methane emission reductions by a global warming potential of 25.

Tableau 5 : Réduction des émissions de gaz à effet de serre par norme proposée (en Mt éq. CO₂)

Norme proposée	GES nets (CH ₄ + CO ₂)				CH ₄	CO ₂
	2018-2025	2026-2030	2031-2035	2018-2035	2018-2035	2018-2035
Prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	26	44	42	112	125	-13
Détection et réparation des fuites	23	20	20	64	64	0
Prescriptions relatives à la complétion des puits	2	1	1	4	5	-1
Régulateurs et pompes pneumatiques	19	27	26	72	72	0
Compresseurs	9	10	11	30	30	0
Total	80	102	100	282	295	-14

Note : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les émissions de CO₂ augmentent parce que les installations brûlent le gaz évacué. Les émissions de méthane (CH₄) sont présentées en Mt éq. CO₂ (réduction des émissions de méthane multipliée par un potentiel de réchauffement de la planète de 25).

The impacts of reducing GHG emissions in the atmosphere were valued using the departmental $SCCH_4$ and SCC .⁴² The $SCCH_4$ and SCC represent estimates of the economic value of avoided climate change damages at the global level for current and future generations (from present day to 2300) as a result of reducing CH_4 and CO_2 emissions over the time frame of analysis (2018–2035).

In 2018, the SCC and $SCCH_4$ are estimated at \$44 and \$1,273 respectively, whereas in 2035, the SCC and $SSCH_4$ are estimated at \$61 and \$2,026. Over the time frame of analysis, the $SCCH_4$ is applied to 12 Mt of methane reductions and the SCC is applied to 14 Mt increase in CO_2 as a result of flaring. The present value of the reduction of GHGs is around \$13.4 billion.

Les impacts de la réduction des émissions de GES dans l'atmosphère ont été évalués à l'aide du $CSCH_4$ et du CSC du Ministère⁴². Le $CSCH_4$ et le CSC sont des estimations de la valeur économique pour les générations actuelles et futures (d'aujourd'hui à 2300) des dommages causés par les changements climatiques que la réduction des émissions de CH_4 et de CO_2 permet d'éviter à l'échelle mondiale sur la période d'analyse (2018 à 2035).

En 2018, le CSC et le $CSCH_4$ sont estimés respectivement à 44 \$ et à 1 273 \$, alors qu'en 2035, le CSC et le $CSCH_4$ sont estimés à 61 \$ et à 2 026 \$. Pendant la période visée par l'analyse, le $CSCH_4$ est appliqué à 12 Mt de réductions de méthane et le CSC à une augmentation du CO_2 de 14 Mt causée par le torchage. La valeur actualisée de la réduction des GES avoisine les 13,4 milliards de dollars.

Table 6: Total present value of GHG emission reductions (millions of dollars)

Proposed Standard	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Facility production venting requirements	1,283	2,117	2,017	5,417
Leak detection and repairs	1,118	950	944	3,012
Well completion by hydraulic fracturing requirements	78	71	41	189
Pneumatic controllers and pumps	927	1,280	1,198	3,405
Compressors	453	455	497	1,406
Total	3,858	4,873	4,697	13,429

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate. The $SCCH_4$ is applied to the reduction of methane emissions while the SCC is applied to the increase in CO_2 emissions.

Tableau 6 : Valeur actualisée totale de la réduction des émissions de GES (en millions de dollars)

Norme proposée	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	1 283	2 117	2 017	5 417
Détection et réparation des fuites	1 118	950	944	3 012
Prescriptions relatives à la complétion des puits	78	71	41	189
Régulateurs et pompes pneumatiques	927	1 280	1 198	3 405
Compresseurs	453	455	497	1 406
Total	3 858	4 873	4 697	13 429

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %. Le $CSCH_4$ est appliqué à la réduction des émissions de méthane, alors que le CSC est appliqué à l'augmentation des émissions de CO_2 .

It is expected that the proposed Regulations would lead to a 21 Mt reduction in methane emissions in 2025, a reduction of 41% below 2012 levels, falling in the range of a 40%

Il est attendu que le projet de règlement entraînerait en 2025 une réduction de 21 Mt des émissions de méthane, et les ramènerait à 41 % sous les niveaux de 2012, soit dans

⁴² Note that SCC and $SCCH_4$ estimates are rounded and converted to 2015 dollars for the analysis. Further information regarding the social cost of methane can be found in the Technical Update to Environment and Climate Change Canada's Social Cost of Greenhouse Gas Estimates at <http://www.ec.gc.ca/cc/default.asp?lang=En&n=BE705779-1>.

⁴² Notez que les estimations de CSC et de $CSCH_4$ sont arrondies et converties en dollars de 2015 pour l'analyse. D'autres renseignements sur le coût social du méthane se trouvent dans la Mise à jour technique des estimations du coût social des gaz à effet de serre réalisée par Environnement et Changement climatique Canada à l'adresse suivante : <http://www.ec.gc.ca/cc/default.asp?lang=Fr&n=BE705779-1>.

to 45% reduction as committed in March 2016. It is also expected that the proposed Regulations would lead to a 20 Mt reduction in net GHG emissions in 2030, an estimated 7% contribution to Canada's GHG emissions reduction target under the Paris Agreement.

Conserved gas

Methane is the primary component in natural gas, which can be used as a source of energy for heating, cooking, and electricity generation. Technical and process changes required by the proposed Regulations would result in more efficient operations, with limited methane venting, reduced leakage, and the conservation of approximately 663 PJ of natural gas (see Table 7). This improved efficiency would increase the marginal productivity of natural gas production, and to some extent offset the industry compliance costs described above. It would also increase the quantity of natural gas produced in Canada, and displace imported supply.⁴³ Given that recovered natural gas has already been extracted, and that the costs associated with its recovery were accounted for in the industry compliance costs, the full market value of this recovered natural gas is assumed to be a reasonable proxy for the value of this conserved resource. The conservation of VOCs has not been quantified due to the relatively small quantities and the variability of hydrocarbon make-up of these VOCs.

l'intervalle de réduction de 40 % à 45 % que le Canada s'est engagé à atteindre en mars 2016. Il est également attendu que le projet de règlement entraînerait une réduction de 20 Mt des émissions nettes de GES en 2030, ce qui, selon les estimations, représente une contribution de 7 % à la cible du Canada en matière de réduction des émissions de GES aux termes de l'Accord de Paris.

Gaz conservé

Le méthane est la principale composante du gaz naturel, qui peut être utilisé comme source d'énergie pour le chauffage, la cuisson et la production d'électricité. Les modifications techniques et procédurales requises par le règlement proposé entraîneraient des opérations plus efficaces, avec une évacuation limitée du méthane, une réduction des fuites et la conservation d'environ 663 PJ de gaz naturel (voir le tableau 7). Cette efficacité améliorée augmenterait la productivité marginale de la production de gaz naturel et compenserait dans une certaine mesure les coûts de conformité de l'industrie décrits ci-dessus. Elle augmenterait aussi la quantité de gaz naturel produit au Canada et remplacerait l'offre importée⁴³. Étant donné que le gaz naturel récupéré a déjà été extrait et que les coûts associés à sa récupération ont été comptabilisés dans les coûts de conformité de l'industrie, on suppose que la valeur marchande totale de ce gaz naturel récupéré est une approximation raisonnable de la valeur de cette ressource conservée. La conservation des COV n'a pas été quantifiée en raison des quantités relativement faibles et de la variabilité de la composition en hydrocarbures de ces COV.

Table 7: Estimation of conserved gas by proposed standard (in PJ)

Proposed Standard	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Facility production venting requirements	69	115	112	295
Leak detection and repairs	52	45	45	141
Well completion by hydraulic fracturing requirements	0	0	0	0
Pneumatic controllers and pumps	43	60	57	160
Compressors	21	21	24	66
Total conserved gas	184	241	238	663

Note: Numbers may not add up due to rounding.

Tableau 7 : Estimation du gaz conservé par norme proposée (en PJ)

Norme proposée	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	69	115	112	295
Détection et réparation des fuites	52	45	45	141
Prescriptions relatives à la complétion des puits	0	0	0	0

⁴³ As in the analysis of industry compliance costs, it is assumed that the quantity of natural gas consumed in Canada would remain unchanged.

⁴³ Comme dans l'analyse des coûts de conformité de l'industrie, on suppose que la quantité de gaz naturel consommée au Canada demeurerait inchangée.

Norme proposée	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Régulateurs et pompes pneumatiques	43	60	57	160
Compresseurs	21	21	24	66
Gaz conservé, total	184	241	238	663

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué.

A market price for natural gas was used to estimate what companies are willing to pay for conserved resources. Estimates of future Alberta Energy Company natural gas prices (AECO-C) were calculated using the Henry Hub natural gas price forecasted by the NEB and subtracting \$0.65/gigajoule (GJ) to reflect historic spreads between the two prices.⁴⁴ This price forecast, ranging from \$2.43/GJ in 2018 to \$3.68/GJ in 2035, was then applied to the estimated quantity of methane that would be conserved. The value of conserved gas as a result of the proposed Regulations is estimated to be \$1.6 billion over the time frame of the analysis (see Table 8).⁴⁵ This market price estimate may overvalue society's willingness to pay to conserve natural gas, an uncertainty that has been considered in the sensitivity analysis below.

Un prix marchand du gaz naturel a été utilisé pour estimer ce que la société est prête à payer pour cette ressource conservée. Une estimation des prix futurs du gaz naturel de l'Alberta Energy Company (AECO-C) a été calculée à l'aide des prévisions du prix du gaz naturel Henry Hub de l'ONÉ, puis 0,65 \$/gigajoule (GJ) ont été soustraits pour tenir compte de l'écart historique entre les deux prix⁴⁴. Ces prévisions, qui allaient de 2,43 \$/GJ en 2018 à 3,68 \$/GJ en 2035, ont ensuite été appliquées à la quantité estimée de méthane qui serait conservée. La valeur du gaz conservé par suite de l'application du règlement proposé est estimée à plus de 1,6 milliard de dollars pendant la période visée par l'analyse (voir le tableau 8)⁴⁵. Cette estimation des prix du marché peut surévaluer la volonté de la société de payer pour conserver le gaz naturel, une incertitude qui a été considérée dans l'analyse de sensibilité ci-dessous.

Table 8: Total present value of conserved gas (millions of dollars)

Proposed Standard	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Facility production venting requirements	178	280	245	702
Leak detection and repairs	134	109	99	341
Well completion requirements	0	0	0	0
Pneumatic controllers and pumps	111	146	125	383
Compressors	54	52	52	158
Total value of conserved gas	478	586	521	1,585

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 8 : Valeur actualisée totale du gaz conservé (en millions de dollars)

Norme proposée	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	178	280	245	702
Détection et réparation des fuites	134	109	99	341
Prescriptions relatives à la complétion des puits	0	0	0	0
Régulateurs et pompes pneumatiques	111	146	125	383

⁴⁴ Historic price differential between AECO-C and Henry Hub natural gas prices calculated using 2009–2015 price data.

⁴⁵ National Energy Board "Canada's Energy Future 2016: Energy Supply and Demand Projections to 2040 – Appendices", 2016 <https://apps.neb-one.gc.ca/ftppndc/>.

⁴⁴ Les différences historiques entre le prix du gaz naturel d'AECO-C et de Henry Hub ont été calculées à l'aide des données de 2009-2015.

⁴⁵ Office national de l'énergie, « Avenir énergétique du Canada en 2016 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 – Annexes » (2016) <https://apps.neb-one.gc.ca/ftppndc/dftt.aspx>.

Norme proposée	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Compresseurs	54	52	52	158
Valeur totale du gaz conservé	478	586	521	1 585

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

Volatile organic compounds

The proposed Regulations, through reductions of fugitive and venting emissions, would also reduce by up to 769 kt the quantity of VOCs that would enter the atmosphere over the time frame of analysis.

Composés organiques volatils

Grâce à la réduction des émissions fugitives et des émissions d'évacuation, le règlement proposé pourrait aussi réduire de 769 kt la quantité de COV qui serait rejetée dans l'atmosphère au cours de la période visée par l'analyse.

Table 9: Estimated VOC reductions by proposed standards (in kt)

Proposed Standards	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Facility production venting requirements	115	208	217	541
Leak detection and repairs	33	29	30	91
Well completion requirements	3	3	2	8
Pneumatic controllers and pumps	25	36	35	96
Compressors	9	11	13	33
Total VOC reductions	186	286	297	769

Note: Numbers may not add up due to rounding.

Tableau 9 : Réductions estimées des COV par norme proposée (en kt)

Norme proposée	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations	115	208	217	541
Détection et réparation des fuites	33	29	30	91
Prescriptions relatives à la complétion des puits	3	3	2	8
Régulateurs et pompes pneumatiques	25	36	35	96
Compresseurs	9	11	13	33
Réductions totales des COV	186	286	297	769

Nota : Les nombres ayant été arrondis, leur somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué.

VOCs contribute to the formation of ground level ozone and particulate matter, which are the main constituents of smog. Smog is known to have adverse effects on human health and the environment. The Department uses the following three different models to estimate the health and environmental impacts of air pollution: a model to estimate VOC emission impacts on air quality; a model to estimate health impacts associated with the changes in air quality; and a model to estimate environmental impacts associated with the changes in air quality. Given the resource-intensive and time-consuming nature of air quality modelling, the Department is still in the process of finalizing the modelling results. Thus, monetized health and environmental benefits attributable to VOC

Les COV jouent un rôle dans la formation de l'ozone troposphérique et des particules, les principaux éléments constituants du smog. Il est reconnu que le smog a des effets indésirables sur la santé humaine et l'environnement. Le Ministère utilise trois modèles différents pour estimer les impacts de la pollution atmosphérique sur la santé et l'environnement : un modèle pour estimer les effets des émissions de COV sur la qualité de l'air; un modèle pour estimer les effets sur la santé associés aux changements de la qualité de l'air; un modèle pour estimer les répercussions éventuelles sur l'environnement associées aux changements de la qualité de l'air. La modélisation de la qualité de l'air exigeant beaucoup de temps et de ressources, le Ministère en est encore à mettre la

reductions are not available at this time, but are planned to be presented in the analysis for publication in the *Canada Gazette*, Part II.

Summary of benefits and costs

The proposed Regulations are expected to achieve 282 Mt CO₂e in GHG emission reductions, 663 PJ of conserved gas and 769 kt of VOC emission reductions, as shown in Table 10 below. These quantitative benefits have been monetized where possible, or assessed as qualitative benefits.

By 2035, the proposed Regulations are estimated to result in cumulative net GHG emission reductions of 282 Mt, valued at around \$13.4 billion, and cumulative gas conserved of 663 PJ, valued at around \$1.6 billion. The total benefits of the proposed Regulations are valued at around \$15.0 billion. The proposed Regulations would also result in costs to industry and government of \$3.3 billion. The net benefits of the proposed Regulations for Canadians are \$11.7 billion. These costs and benefits associated with the proposed Regulations are summarized in Table 10.

touche finale aux résultats de la modélisation. Il n'est donc pas possible à ce moment-ci d'évaluer la valeur en argent des avantages pour l'environnement et la santé attribuables à la réduction des COV, mais il est prévu de les présenter dans l'analyse pour publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

Résumé des avantages et des coûts

Le règlement proposé devrait permettre de réduire de 282 Mt éq. CO₂ les émissions de GES, de conserver 663 PJ de gaz et de réduire de 769 kt les émissions de COV, comme le montre le tableau 10 ci-dessous. Ces avantages quantitatifs sont exprimés en argent, lorsque c'est possible; dans le cas contraire, les avantages qualitatifs sont évalués.

Selon les estimations, d'ici à 2035, le règlement proposé pourrait entraîner une réduction cumulative nette des émissions de GES de 282 Mt, évaluée à 13,4 milliards de dollars environ, et la conservation cumulative de 663 PJ de gaz, évaluée à 1,6 milliard de dollars environ. Les avantages totaux du règlement proposé sont évalués à quelque 15,0 milliards de dollars. Le règlement proposé entraînerait aussi des coûts de 3,3 milliards de dollars pour l'industrie et le gouvernement. Les avantages nets du règlement proposé sont de 11,7 milliards de dollars pour les Canadiens. Les coûts et les avantages associés au règlement proposé sont résumés au tableau 10.

Table 10: Summary of benefits and costs

Monetized Impacts (millions of dollars)	2018–2025	2026–2030	2031–2035	Total
Climate change benefits	3,858	4,873	4,697	13,429
Value of conserved gas	477	586	521	1,585
Total benefits	4,336	5,460	5,218	15,014
Industry compliance costs	2,437	446	381	3,265
Industry administrative costs	11	6	5	21
Government administrative costs	5	2	2	8
Total costs	2,453	454	389	3,295
Net benefits	1,883	5,006	4,895	11,719
Quantified benefits				
Net GHG reduction (Mt CO₂e)	80	102	100	282
Gas conserved (PJ)	184	241	238	663
VOC reduction (kt)	186	286	297	769
Qualitative benefits				
Health and environmental benefits due to VOC emission reductions.				

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 10 : Résumé des coûts et des avantages

Impacts monétisés (millions de dollars)	2018-2025	2026-2030	2031-2035	Total
Avantages sur le plan des changements climatiques	3 858	4 873	4 697	13 429
Valeur du gaz conservé	477	586	521	1 585
Avantages totaux	4 336	5 460	5 218	15 014
Coûts de la conformité pour l'industrie	2 437	446	381	3 265
Coûts administratifs de l'industrie	11	6	5	21
Coûts administratifs du gouvernement	5	2	2	8
Coûts totaux	2 453	454	389	3 295
Avantages nets	1 883	5 006	4 895	11 719
Avantages quantifiés				
Réduction nette des GES (Mt éq. CO ₂)	80	102	100	282
Gaz conservé (PJ)	184	241	238	663
Réduction des COV (kt)	186	286	297	769
Avantages qualitatifs				
Avantages pour la santé et l'environnement dus à la réduction des émissions de COV.				

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

The proposed Regulations are expected to achieve a net 182 Mt CO₂e cumulative reduction in GHG emission reductions by 2030, which would contribute to addressing Canada's international commitments, including the 2015 Paris Agreement. To achieve these GHG emission reductions, it is expected that compliance costs of \$2.9 billion would be incurred. However, conserved gas valued at \$1.1 billion over the same time frame (2018–2030) is also expected. Overall, as indicated in Table 11, the anticipated GHG emission reductions would be achieved at an estimated cost per tonne of \$16, and a net cost per tonne of about \$10.

Le règlement proposé devrait permettre une réduction cumulative nette des émissions de GES de 182 Mt éq. CO₂ d'ici à 2030, ce qui aiderait le Canada à tenir ses engagements internationaux, entre autres l'Accord de Paris de 2015. Pour parvenir à cette réduction des émissions de GES, des coûts de conformité de 2,9 milliards de dollars sont prévus. Cependant, la valeur du gaz conservé pendant la même période (2018-2030) est estimée à 1,1 milliard de dollars. Dans l'ensemble, comme l'indique le tableau 11, la réduction prévue des émissions de GES coûterait 16 \$ par tonne, selon les estimations, et le coût net serait d'environ 10 \$.

Table 11: Cost per tonne of GHG emission reductions (2018–2030)

Type of Cost per Tonne	Costs (millions of dollars)	GHG Emission Reductions (Mt CO ₂ e)	Cost per Tonne
Cost per tonne	2,900	182	16
Net cost per tonne	1,800	182	10

Note: Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 11 : Coûts par tonne de la réduction des émissions de GES (2018-2030)

Type de coût par tonne	Coûts (millions de dollars)	Réduction des émissions de GES (Mt éq. CO ₂)	Coût par tonne de réduction des émissions de GES
Coût par tonne	2 900	182	16
Coût net par tonne	1 800	182	10

Nota : Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

These costs per tonne results reflect expected compliance costs and conserved gas savings to reduce tonnes of GHG emissions from methane. These results do not account for when emission reductions occur, or for the value society may place on the avoided damages.

Distributional analysis of regulatory impacts

This summary presents the benefits and costs to Canadian society as whole. These impacts are not uniformly distributed across society so the analysis has considered a range of distributional impacts.

Impacts by region

The compliance costs associated with the proposed Regulations would vary by region. The production of oil and gas is mainly concentrated in the provinces of British Columbia (B.C.), Alberta (Alta.), and Saskatchewan (Sask.). Table 12 shows the breakdown of overall costs, emission reductions, and conserved gas attributable to the proposed Regulations across Canadian regions. As expected, due to the concentration of oil and gas activities in the Western provinces, the major impacts are expected in British Columbia, Alberta, and Saskatchewan with the remainder distributed throughout the rest of Canada (ROC).

Ces coûts à la tonne reflètent les coûts prévus de la conformité et l'économie de gaz conservé pour réduire les tonnes d'émissions de GES du méthane. Ces résultats ne tiennent pas compte du moment où les réductions ont lieu ni de la valeur que la société peut accorder aux dommages évités.

Analyse de répartition des impacts du règlement proposé

Le résumé qui suit présente les avantages et les coûts pour l'ensemble de la société canadienne. Les répercussions sont réparties uniformément dans toute la société; l'analyse a donc tenu compte d'un éventail d'impacts de répartition.

Impacts par région

Les coûts de conformité associés au règlement proposé varieraient selon la région. La production de pétrole et de gaz est surtout concentrée en Colombie-Britannique (C.-B.), en Alberta (Alb.) et en Saskatchewan (Sask.). Le tableau 12 présente la répartition des coûts globaux, la réduction des émissions et la quantité de gaz conservé attribuables au règlement proposé selon les régions du Canada. Comme il fallait s'y attendre, compte tenu de la concentration des activités pétrolières et gazières dans les provinces de l'Ouest, les plus grandes incidences sont prévues en Colombie-Britannique, en Alberta et en Saskatchewan, les autres étant réparties dans le reste du Canada (RDC).

Table 12: Distribution of quantified benefits and monetized costs across regions

Category	B.C.	Alta.	Sask.	ROC	Total
Reduced net GHG emissions (Mt CO ₂ e)	19	183	77	3	282
Gas conserved (PJ)	43	433	180	7	663
Reduced VOC emissions (kt)	35	560	168	5	769
Compliance costs (million \$)	238	2,293	715	19	3,265

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 12 : Répartition des avantages quantifiés et des coûts en argent selon les régions

Catégorie	C.-B.	Alb.	Sask.	RDC	Total
Réduction des émissions de GES (Mt éq. CO ₂)	19	183	77	3	282
Gaz conservé (PJ)	43	433	180	7	663
Réduction des COV (kt)	35	560	168	5	769
Coûts de la conformité (millions de \$)	238	2 293	715	19	3 265

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

Impacts by product

The compliance costs associated with the proposed Regulations would also vary by product. Table 13 shows the breakdown of overall costs and benefits of the proposed

Impacts par produit

Les coûts de conformité associés au règlement proposé varieraient aussi selon le produit. Le tableau 13 présente la répartition des avantages et des coûts globaux du

Regulations across oil and gas products. Due to the large number of facilities affected, the natural gas production and processing sector is expected to incur the largest cumulative costs and attributed emission reductions over the period of analysis.

règlement proposé selon les produits pétroliers et gaziers. En raison du grand nombre d'installations affectées, le secteur de production et de transformation du gaz naturel devrait avoir les coûts cumulatifs les plus importants ainsi que les réductions d'émissions attribuées les plus importantes au cours de la période d'analyse.

Table 13: Distribution of quantified benefits and monetized costs across products

Category	Light Oil	Heavy Oil	Natural Gas	Total
Reduced net GHG emissions (Mt CO ₂ e)	59	99	124	282
Gas conserved (PJ)	147	241	275	663
Reduced VOC emissions (kt)	562	51	156	769
Compliance costs (million \$)	1,014	546	1,706	3,265

Note: Numbers may not add up due to rounding. Monetized values are discounted to present value using a 3% discount rate.

Tableau 13 : Répartition des avantages quantifiés et des coûts selon les produits

Catégorie	Pétrole léger	Pétrole lourd	Gaz naturel	Total
Réduction des émissions de GES (Mt éq. CO ₂)	59	99	124	282
Gaz conservé (PJ)	147	241	275	663
Réduction des COV (kt)	562	51	156	769
Coûts de la conformité (millions de \$)	1 014	546	1 706	3 265

Nota : Les chiffres étant arrondis, la somme ne correspond pas nécessairement au total indiqué. Les valeurs en argent sont actualisées selon un taux de 3 %.

Consumer impacts

Given that crude oil and natural gas are commodities which are priced in global and continental markets, the proposed Regulations are not expected to have any impacts on the price of these products. Thus, the proposed Regulations are not expected to have any impacts on consumers.

Impacts sur les consommateurs

Les prix du pétrole brut et du gaz naturel étant fixés par les marchés continentaux et mondiaux, on ne s'attend pas à ce que le règlement proposé ait d'incidence sur le prix de ces produits. Le règlement proposé ne devrait donc pas avoir d'impacts chez les consommateurs.

Competitiveness impacts

The proposed Regulations would impose compliance costs on oil and gas companies, which would divert resources from other productive uses. The impacts of the costs of regulatory compliance would likely be greater for firms with constrained access to capital, such as smaller oil and gas producers with lower levels of production.

Impacts sur la compétitivité

Le règlement proposé imposerait des coûts de conformité aux sociétés pétrolières et gazières qui ne pourraient affecter ces ressources à d'autres utilisations productives. Les effets des coûts de la conformité au règlement proposé seraient vraisemblablement plus grands pour les firmes dont l'accès au capital est limité, comme les petits producteurs de pétrole et de gaz produisant peu.

The Department anticipates that the impact of the proposed Regulations would likely be small for producers of light oil and natural gas. It is expected that heavy oil producers would experience slightly higher financial impacts, because compliance costs represent a larger proportion of their current development costs relative to natural gas and light oil wells. As a consequence of the cost difference, heavy oil wells have a greater proportional impact on profitability.

Le Ministère prévoit que l'impact du règlement proposé sur les producteurs de pétrole léger et de gaz naturel serait vraisemblablement faible. On s'attend à ce que les producteurs de pétrole lourd subissent des impacts financiers légèrement plus élevés, car les coûts de conformité représentent une proportion plus importante de leurs coûts de développement actuels par rapport au gaz naturel et aux puits de pétrole léger. En raison de la différence de coût, les puits de pétrole lourd présentent un impact proportionnel plus important sur la rentabilité.

Total compliance costs are estimated to be \$3.3 billion over the period of analysis. In 2015, total capital and operating expenditures in the Western Canadian conventional oil and gas sector were \$52 billion, the lowest level since 2009 and 3% lower than the average annual expenditures over the previous 10 years. If spending in the sector remained at these comparatively low levels over the time frame of analysis, the compliance costs from the proposed Regulations would represent around 0.5% of cumulative industry expenditures (\$700 billion) over the 18-year period.

For existing facilities, the costs of compliance can represent large one-time expenses. Some investments could be influenced at the margin and these costs could affect the viability of facilities with lower production if they do not have sufficient time remaining in the facility's life to recover the compliance costs. In certain cases, existing facilities may cease production earlier than they otherwise would have in the absence of the proposed Regulations.

In response to the potential financial and competitiveness impacts of the proposed Regulations, several flexibilities have been included. For example, standards that would require significant capital investment, such as the facility production venting requirements and the pneumatic controller and pump requirements, would not come into force until 2023, giving firms lead time to adjust. The proposed Regulations would also allow facilities that experience technical or economic challenges from complying with the standard for pneumatic pumps to apply for a time-limited exemption permit.

Potential competitiveness concerns posed by the proposed Regulations could be further offset by existing regulations in the United States and commitments from Mexico. The proposed Regulations are based on current U.S. source-by-source rules that apply to new and modified oil and gas facilities, which were finalized in 2012 and 2016.

Uncertainty of impact estimates

The discount rate used for this analysis is 3%, as recommended by TBS for environmental and health projects. TBS also recommends using a 7% discount rate for other cost-benefit analyses. A sensitivity analysis comparing the central case (3%) to a higher discount rate (7%) still yields an expected net benefit, as shown in Table 14.

Les coûts totaux de la conformité sont estimés à 3,3 milliards de dollars pendant la période visée par l'analyse. En 2015, les dépenses totales d'exploitation et en capital dans le secteur traditionnel du pétrole et du gaz de l'Ouest canadien ont été de 52 milliards de dollars, le plus faible niveau depuis 2009, qui représente 3 % de moins que les dépenses annuelles moyennes au cours des 10 années précédentes. Si les dépenses dans le secteur restent à ces niveaux comparativement bas au cours de la période visée par l'analyse, les coûts de conformité au règlement proposé représenteraient environ 0,5 % des dépenses cumulatives de l'industrie (700 milliards de dollars) sur 18 ans.

Pour les installations existantes, les coûts de la conformité peuvent représenter de grosses dépenses ponctuelles. Certains investissements pourraient être influencés à la marge et ces coûts pourraient nuire à la viabilité des installations dont la production est faible s'il ne reste pas assez de temps avant qu'elles ne soient désaffectées pour que les coûts de la conformité puissent être récupérés. Dans certains cas, des installations pourraient cesser de produire plus tôt qu'elles ne l'auraient fait en l'absence du règlement proposé.

En réponse aux incidences éventuelles financières et sur le plan de la concurrence du règlement proposé, plusieurs mesures d'assouplissement ont été prévues. Par exemple, les normes qui exigeraient un investissement en capital important, comme les prescriptions relatives à l'évacuation des gaz de production des installations et les exigences sur les régulateurs et pompes pneumatiques, n'entreraient pas en vigueur avant 2023, ce qui donnerait aux firmes le temps de s'ajuster. Le règlement proposé permettrait aussi aux installations qui ont de la difficulté sur les plans technique ou économique à respecter la norme relative aux pompes pneumatiques à demander un permis d'exemption pour une durée limitée.

La réglementation actuelle aux États-Unis et les engagements du Mexique pourraient atténuer davantage les craintes que le règlement proposé peut susciter en ce qui concerne la compétitivité. Le règlement proposé est basé sur les actuelles règles source par source des États-Unis, qui s'appliquent aux nouvelles installations pétrolières et gazières, et aux installations modifiées. Ces règles ont été établies en 2012 et 2016.

Incertitude des estimations des impacts

Le taux d'actualisation utilisé pour cette analyse est de 3 %, selon la recommandation du SCT pour les projets environnementaux et de santé. Le SCT recommande aussi d'utiliser un taux d'actualisation de 7 % pour les autres analyses coûts-avantages. Une analyse de sensibilité visant à comparer le cas central (3 %) à un taux d'actualisation plus élevé (7 %) indique qu'il y a toujours un avantage net prévu, comme le montre le tableau 14.

Uncertainty is also associated with the values used to monetize the benefits from GHG emission reductions. For example, the central SCC value used in this cost-benefit analysis may not fully capture potential low-probability, high-impact outcomes due to climate change. To address this concern, the Department publishes a 95th percentile SCC value for sensitivity analyses, which attempts to capture the costs associated with low-probability, high-impact outcomes, including potential catastrophic impacts of climate change.

It is also possible that costs are higher than estimated and benefits are lower than estimated (e.g. if the value of conserved gas is significantly lower than the market price of natural gas), which would lower the estimated net benefits. Over the analysis time frame, estimated benefits were almost five times greater than costs (a benefit-to-cost ratio of 5:1). Thus, even if benefits were nearly five times smaller or costs were nearly five times larger than estimated, there would still be an expected net benefit. The Department has typically considered uncertainty ranges 50% higher or lower than the central case. Sensitivity analyses that considered these scenarios still yield expected net benefits, as shown in Table 14 below.

Une certaine incertitude est aussi associée aux valeurs utilisées pour exprimer en argent les avantages des réductions des émissions de GES. Par exemple, la valeur centrale du CSC utilisée dans cette analyse coûts-avantages ne tient peut-être pas pleinement compte des résultats des changements climatiques peu probables, mais dont les répercussions sont importantes. Pour remédier à ce problème, le Ministère publie une valeur du CSC au 95^e percentile pour les analyses de sensibilité, qui tente d'englober les coûts associés aux résultats dont la probabilité est faible, mais les répercussions importantes, y compris les conséquences catastrophiques éventuelles des changements climatiques.

Il est possible également que les coûts soient plus élevés et les avantages plus faibles que ce qu'indiquent les estimations (par exemple si la valeur du gaz récupéré est significativement plus basse que le prix marchand du gaz naturel), ce qui diminuerait les avantages nets estimés. Au cours de la période visée par l'analyse, les avantages estimés ont été près de cinq fois supérieurs aux coûts (un ratio avantages-coûts de 5:1). Donc, même si les avantages étaient cinq fois moins importants ou les coûts près de cinq fois plus grands que ce qui a été estimé, il y aurait encore un avantage net escompté. Le Ministère tient en général compte de plages d'incertitude de 50 % supérieures ou inférieures au cas central. Des analyses de sensibilité visant à tenir compte de ces scénarios ont encore donné lieu à des avantages nets escomptés, comme le montre le tableau 14 ci-après.

Table 14: Sensitivity analyses (millions of dollars)

Alternate Impact Analysis Estimates	Benefits (B)	Costs (C)	Net Benefits (B - C)	Benefit-Cost Ratio (B/C)
Central case (from table 11)	15,014	3,295	11,728	5:1
Benefits and costs discounted at 7% per year	9,488	2,384	7,104	4:1
GHGs valued using 95th percentile SCC/SCCH ₄	43,666	3,295	40,371	13:1
Reduced conserved gas benefit	13,429	3,295	10,134	4:1
Benefits 50% lower and costs 50% higher	7,507	4,927	2,580	2:1

Note: Values discounted to present value using a 3% discount rate, except in the case in which a 7% rate is used.

Tableau 14 : Analyses de sensibilité (en millions de dollars)

Autres estimations de l'analyse des impacts	Avantages (A)	Coûts (C)	Avantages nets (B - C)	Ratio avantages-coûts (A:C)
Cas central (du tableau 11)	15 014	3 295	11 728	5:1
Avantages et coûts actualisés à 7 % par année	9 488	2 384	7 104	4:1
GES évalués à l'aide du CSC/CSCH ₄ au 95 ^e percentile	43 666	3 295	40 371	13:1
Avantage réduit relié à la récupération du gaz	13 429	3 295	10 134	4:1
Avantages 50 % plus faibles et coûts 50 % plus élevés	7 507	4 927	2 580	2:1

Nota : Valeurs actualisées en fonction d'un taux d'actualisation de 3 %, sauf dans le cas où un taux de 7 % a été utilisé.

It is assumed that the impacts (benefits and costs) occur because regulatees would not change their behaviour in the absence of the proposed Regulations. There could be some “natural adoption” of lower-emitting equipment or practice without the proposed Regulations. If an alternate baseline scenario had been proposed whereby more regulatees would have chosen these GHG reduction strategies voluntarily, then the estimated costs and benefits attributable to the proposed Regulations would be proportionally lower, which would still yield an expected net benefit.

“One-for-One” Rule

The proposed Regulations are considered an “IN” under the Government of Canada’s “One-for-One” Rule. The total annualized administrative costs for the regulatees to comply with the regulatory requirements over a 10-year time frame would be approximately \$1.1 million for all stakeholders, or \$1,100 per company.⁴⁶ In addition, the proposed Regulations would be a new regulatory title (IN), which must be offset by the repeal of an existing regulation (OUT) under the Government of Canada’s “One-for-One” Rule.

The main driver (78%) of administrative costs is record keeping, as facilities would be required to keep records of compliance. It is assumed that some of the data needed to comply with this requirement is already accessible and kept by the regulatees in British Columbia, Alberta and Saskatchewan, due to existing provincial requirements. Consequently, the additional information that is required is mainly the record keeping of emissions of methane from the facility and the leak incidences. This is estimated to range from 15 minutes to 40 hours per company per year depending on the standard.⁴⁷

The other main driver (17%) of administrative costs is facility registration requirements. For each facility, regulatees would be required to register and send to the Minister a one-time registration report. Based on the data used for recently published regulations affecting the oil and gas sector, it is assumed that it takes 1.5 hours to register each facility and 2 hours per company to prepare and submit the information.⁴⁸

⁴⁶ As per the *Red Tape Reduction Regulations*, these values are calculated using a 10-year time frame, discounted at 7% in 2012 dollars. The weighted average wage rate was assumed to be about \$38 per hour in all cost calculations. The weighted average time per facility was estimated to be about 9 hours per facility.

⁴⁷ Information taken from the *Multi-Sector Air Pollutants Regulations* (Engines). The Regulatory Impact Analysis Statement can be found at <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2016/2016-06-29/html/sor-dors151-eng.php>.

⁴⁸ *Ibid.*

On suppose qu’il y a des incidences (coûts et avantages) parce que les entités réglementées ne changeraient pas leur comportement si ce n’était du règlement proposé. Il pourrait y avoir une certaine « adoption naturelle » de pratique ou de matériel à faibles émissions sans le règlement proposé. Si un autre scénario de référence, dans lequel plus d’entités réglementées avaient choisi volontairement ces stratégies de réduction des GES, avait été suggéré, les coûts et les avantages estimés du règlement proposé auraient été proportionnellement plus faibles, ce qui donnerait encore lieu à un avantage net escompté.

Règle du « un pour un »

Le règlement proposé est considéré comme un « AJOUT » selon la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada. Le coût total annualisé d’administration pour les entités réglementées devant se conformer aux exigences réglementaires sur un horizon de 10 ans atteindrait quelque 1,1 million de dollars pour tous les intéressés, soit 1 100 \$ par entreprise⁴⁶. De plus, le projet de règlement serait un nouveau titre réglementaire, qui doit être compensé par l’abrogation d’un règlement existant en vertu de la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada.

Le principal facteur (78 %) influant sur les coûts administratifs est la tenue de dossiers, car la tenue de registres de conformité serait nécessaire pour les installations. On suppose que certaines des données nécessaires pour se conformer à ces exigences sont déjà accessibles et conservées par les organismes de réglementation de la Colombie-Britannique, de l’Alberta et de la Saskatchewan, en raison des exigences provinciales existantes. Par conséquent, les renseignements supplémentaires requis sont principalement la consignation des émissions de méthane provenant de l’installation et les incidences de fuites. On estime que la durée de ces activités varie de 15 minutes à 40 heures par entreprise par an selon la norme⁴⁷.

L’autre facteur principal (17 %) qui influe sur les coûts administratifs est l’exigence d’enregistrement des installations. Pour chaque installation, les entités réglementées devraient s’enregistrer et envoyer au ministre un rapport d’enregistrement ponctuel. D’après les données utilisées pour les règlements récemment publiés touchant le secteur pétrolier et gazier, on présume qu’il faut 1,5 heure pour enregistrer chacune des installations et 2 heures par entreprise pour préparer et soumettre les renseignements⁴⁸.

⁴⁶ Conformément au *Règlement sur la réduction de la paperasse*, ces valeurs sont calculées selon un horizon de 10 ans, actualisées à 7% en dollars de 2012. Le taux de salaire moyen pondéré était estimé à environ 38 \$ de l’heure dans tous les calculs de coûts. Le temps moyen pondéré par installation était estimé à environ 9 heures par installation.

⁴⁷ Information prise du *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* (Moteurs). Le résumé de l’étude d’impact de la réglementation se trouve à l’adresse : <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2016/2016-06-29/html/sor-dors151-fra.php>.

⁴⁸ *Ibid.*

Small business lens

It is estimated that the proposed Regulations would affect 57 874 oil and gas facilities, owned by 1 062 companies. Although the majority of facilities that would be covered by the proposed Regulations are owned by medium and large businesses, some facilities operated by small businesses would also be covered. Therefore, the proposed Regulations would trigger the small business lens. An estimated 579 facilities are owned by 475 small businesses.

To reduce costs associated with the proposed Regulations for small businesses, several regulatory design elements would be incorporated into the proposed Regulations (flexible option). Facilities operating with a potential to emit (PTE) under the 60 000 m³ threshold would be exempt from most of the facility-based requirements under the proposed Regulations. Since most small businesses own facilities that emit gaseous hydrocarbons less than the threshold, they would not be subject to the above-mentioned requirements, nor the associated record-keeping and reporting requirements. The proposed Regulations are expected to impact only about 23% of small businesses. The Regulatory Flexibility Analysis Statement below (table 15) shows the expected costs to small businesses under the initial and flexible options.

Lentille des petites entreprises

Le nombre d'installations pétrolières et gazières que le règlement proposé toucherait est estimé à 57 874; ces installations sont la propriété de 1 062 entreprises. Bien que la majorité des installations qui seraient visées par le règlement proposé appartiennent à de moyennes et grandes entreprises, certaines appartiennent à de petites entreprises. Le règlement proposé entraînerait donc l'application de la lentille des petites entreprises. Le nombre d'installations qui sont la propriété de 475 petites entreprises est estimé à 579.

Pour réduire les coûts associés au règlement proposé pour les petites entreprises, plusieurs éléments de la conception de règlements seraient intégrés au règlement proposé (option flexible). Les installations dont le potentiel d'émissions (PE) est inférieur au seuil de 60 000 m³ seraient exemptées de la plupart des exigences relatives aux installations du règlement proposé. Comme la plus grande partie des petites entreprises sont propriétaires d'installations qui émettent moins d'hydrocarbures gazeux que le seuil, elles ne seraient pas assujetties aux prescriptions susmentionnées, ni aux exigences connexes en matière de tenue de documents et de production de rapports. Le règlement proposé ne devrait toucher qu'environ 23 % des petites entreprises. L'Énoncé de l'analyse de flexibilité réglementaire ci-après (tableau 15) présente les coûts prévus pour les petites entreprises dans le cadre des options initiale et flexible.

Table 15: Regulatory Flexibility Analysis Statement

	Initial Option (standards without a 60 000 m ³ PTE threshold)		Flexible Option (standards with a 60 000 m ³ PTE threshold)	
	Annualized Value*	Present Value	Annualized Value*	Present Value
<i>Number of small businesses impacted</i>	475		475	
Compliance costs	\$5,284,000	\$69,566,000	\$997,000	\$13,126,000
Administrative costs	\$128,000	\$1,691,000	\$73,000	\$963,000
<i>Total costs</i>	\$5,412,000	\$71,257,000	\$1,070,000	\$14,089,000
<i>Total cost per small business</i>	\$11,000	\$150,000	\$2,000	\$30,000
<p>Risk considerations:</p> <p>The initial option would cover all facilities, including small facilities which, in total, account for a small portion of the emissions. The initial option would impose a relatively higher cost (relative to production/revenues) on smaller facilities than on larger facilities.</p> <p>In the oil and gas sector, it is typical for a small business to be operating facilities that fall under the threshold for application in the flexible option. These facilities do not represent a significant portion of the total emissions. The proposed Regulations cover the majority of emissions while providing flexibility for small businesses.</p>				

* Discounted to 2016, using a 3% discount rate.

Tableau 15 : Énoncé de l'analyse de flexibilité réglementaire

	Option initiale (normes sans le seuil de 60 000 m ³ pour le PE)		Option flexible (normes avec le seuil de 60 000 m ³ pour le PE)	
<i>Nombre de petites entreprises touchées</i>	475		475	
	Valeur annualisée*	Valeur actualisée	Valeur annualisée*	Valeur actualisée
Coûts de conformité	5 284 000 \$	69 566 000 \$	997 000 \$	13 126 000 \$
Coûts administratifs	128 000 \$	1 691 000 \$	73 000 \$	963 000 \$
<i>Total des coûts</i>	5 412 000 \$	71 257 000 \$	1 070 000 \$	14 089 000 \$
<i>Coût total par petite entreprise</i>	11 000 \$	150 000 \$	2 000 \$	30 000 \$
Considérations relatives au risque : L'option initiale viserait toutes les installations, y compris les petites installations qui, au total, représentent une petite portion des émissions. L'option initiale imposerait un coût relativement plus élevé (par rapport à la production et aux revenus) aux petites installations qu'aux grandes. Dans le secteur pétrolier et gazier, les petites entreprises exploitent très souvent des installations dont les émissions sont inférieures au seuil pour l'application de l'option flexible. Ces installations ne représentent pas une partie importante des émissions totales. Le règlement proposé s'applique à la majorité des émissions tout en offrant une solution souple aux petites entreprises.				

Overall, the flexible option results in an estimated reduction of total costs per small business of about \$120,000 between 2018 and 2035 relative to the initial option under consideration, or about \$9,000 per year. The proposed Regulations would result in cumulative costs of about \$14 million for small businesses, or \$30,000 per small business. While not part of this assessment, the design elements of the flexible option are expected to also reduce administrative and compliance costs for large businesses that own smaller facilities.

Consultation

Since April 2016, the Department has held over 150 hours of consultations with stakeholders and provincial partners on the proposed Regulations, including webinars, teleconferences, face-to-face meetings, technical discussions and bilateral meetings. Representatives from industry, provinces, territories, environmental non-governmental organizations (ENGOS) and associations representing Indigenous peoples have participated.

The Department presented to stakeholders and provincial partners a description of a draft regulatory approach early in the consultation process, which included proposals to manage five emission sources using regulation, specific emission limits for significant emission sources, and anticipated compliance actions that could reduce methane emissions from each source. Three operational control measures (LDAR, compressors and well completions) were proposed to come into force in 2018, while two control measures requiring more substantial capital investment (facility venting limits and pneumatic device venting

Dans l'ensemble, l'option flexible fait baisser les coûts totaux pour les petites entreprises d'environ 120 000 \$ entre 2018 et 2035 de plus que l'option initiale examinée, ou bien 9 000 \$ par année. Le règlement proposé entraînerait des coûts cumulatifs d'environ 14 millions de dollars pour les petites entreprises, soit 30 000 \$ par petite entreprise. Bien qu'ils ne fassent pas partie de cette évaluation, les éléments de conception de l'option flexible devraient aussi réduire les coûts d'administration et de conformité pour les grandes entreprises qui sont aussi propriétaires de petites installations.

Consultation

Depuis avril 2016, le Ministère a tenu des consultations pendant plus de 150 heures avec les intervenants et les partenaires provinciaux au sujet du règlement proposé, y compris des webinaires, des téléconférences, des réunions en personne, des discussions techniques et des réunions bilatérales. Ces activités ont réuni des représentants de l'industrie, des provinces, des territoires, d'organisations non gouvernementales de l'environnement (ONGE) et d'associations représentant les peuples autochtones.

Le Ministère a présenté aux parties intéressées et aux partenaires provinciaux une description d'un projet d'approche réglementaire au début du processus de consultation, qui comprenait des propositions visant à gérer cinq sources d'émissions au moyen de la réglementation, des limites d'émission spécifiques pour les sources d'émissions importantes et des mesures de conformité anticipées susceptibles de réduire les émissions de méthane de chaque source. Il a été proposé que trois mesures de contrôle opérationnel (DRF, compresseurs et complétions de puits) entrent en vigueur en 2018, tandis qu'il a été

* Actualisé en 2016 au moyen d'un taux d'actualisation de 3 %.

restrictions) were proposed to come into force in 2020. The proposed Regulations reflect feedback on this approach, ranging from broad changes in the timing of coming into force to requirements pertaining to specific emission sources.

Industry

The Department engaged in many discussions with industry representatives from the oil and gas sector. Some key stakeholders involved in these discussions were the Petroleum Services Association of Canada (PSAC), the Explorers and Producers Association of Canada (EPAC) and the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). These representatives were supportive of the environmental objective of the draft approach and of the methane reduction targets announced by the Prime Minister. However, oil and gas sector representatives were concerned that the initial coming-into-force dates would not allow existing facilities enough lead time to comply and that it would be difficult for facilities to comply with all the control measures in the winter months. Furthermore, the oil and gas industry suggested that the well completion by hydraulic fracturing requirements should be written to be identical to that of existing provincial measures in British Columbia and Alberta. CAPP also presented an alternative proposal that advocated for less stringent standards.

The Department also met with companies who provide pollution prevention solutions to the oil and gas production sector. This industry was supportive of the proposed Regulations and noted that it would be able to quickly react to market demand. It noted that clean technology solutions are already in place and have been proven in the oil and gas sector.

In response to industry concerns, the Department changed the coming-into-force dates of the proposed Regulations to 2020 for LDAR, compressor and well completion by hydraulic fracturing requirements and to 2023 for facility production venting and pneumatic device requirements. In addition, the proposed Regulations would now require leak inspections three times per year to account for operational difficulties in the winter. The emission limit for reciprocating compressors was increased to reduce compliance costs. Finally, the well completions control measures were removed for the jurisdictions of British Columbia and Alberta because of their existing provincial requirements.

proposé que deux mesures de contrôle nécessitant des investissements de capitaux plus importants (limites d'évacuation des installations et restrictions d'évacuation des dispositifs pneumatiques) entrent en vigueur en 2020. Le règlement proposé reflète le retour d'information sur cette approche, allant des changements importants au moment de l'entrée en vigueur aux exigences relatives aux sources d'émissions spécifiques.

Industrie

Le Ministère a tenu de nombreuses discussions avec des représentants de l'industrie du pétrole et du gaz. La Petroleum Services Association of Canada [l'association des services pétroliers du Canada] (ASPC), la Explorers and Producers Association of Canada [l'association des explorateurs et des producteurs du Canada] (AEPC) et l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) ont participé à ces discussions. Ces représentants ont appuyé l'objectif environnemental du projet d'approche et des objectifs de réduction du méthane annoncés par le premier ministre. Toutefois, les représentants de l'industrie du pétrole et du gaz craignent que les dates initiales d'entrée en vigueur ne permettent pas aux installations existantes de disposer de suffisamment de temps pour se conformer et qu'il soit difficile pour les installations de se conformer à toutes les mesures de contrôle pendant les mois d'hiver. De plus, l'industrie pétrolière et gazière a suggéré que les exigences relatives à la complétion des puits par fracturation hydraulique soient rédigées de façon identique à celle des mesures provinciales existantes en Colombie-Britannique et en Alberta. L'ACPP a également présenté une autre proposition qui préconisait des normes moins strictes.

Le Ministère a également rencontré des entreprises qui fournissent des solutions de prévention de la pollution au secteur de la production pétrolière et gazière. Cette industrie était en faveur du règlement proposé et a noté qu'elle serait en mesure de réagir rapidement à la demande du marché. Elle a noté que des solutions technologiques propres sont déjà en place et qu'elles ont été éprouvées dans le secteur pétrolier et gazier.

En réponse aux préoccupations de l'industrie, le Ministère a modifié les dates d'entrée en vigueur du règlement proposé. Les exigences relatives à la DRF, aux compresseurs et à la complétion des puits par fracturation hydraulique entrèrent en vigueur en 2020, tandis que les exigences relatives à l'évacuation des gaz de production des installations et aux dispositifs pneumatiques entrèrent en vigueur en 2023. En outre, le projet de règlement exigerait maintenant des inspections des fuites trois fois par année pour tenir compte des difficultés opérationnelles en hiver. La limite d'émission pour les compresseurs alternatifs a été augmentée pour réduire les coûts de conformité. Enfin, les mesures de contrôle de la complétion des puits ont été supprimées pour la Colombie-Britannique et l'Alberta en raison des exigences provinciales actuelles.

The oil and gas industry was satisfied with the modifications that the Department offered, but continue to challenge federal regulations on the sector.

Provincial and territorial governments

All provinces and territories, with the exception of Prince Edward Island and Nunavut, have participated in one or more consultation sessions. In general, provinces and territories have been supportive of the overall emission reduction goal but would like to ensure federal requirements are consistent with provincial climate change approaches. Most provinces with significant oil and gas activity (e.g. Alberta, British Columbia, Saskatchewan, Nova Scotia, and Newfoundland and Labrador) have been interested in better understanding the possibility of obtaining equivalency agreements under CEPA.

In response, the Department has committed to being as collaborative, open and transparent as possible with provincial partners and stakeholders. Numerous teleconferences and face-to-face meetings have been held, and information has been provided on an ongoing basis, including modelling data and analysis about the proposed regulatory approach; anticipated emission outcomes by jurisdictions; cost-benefit analysis methodology; opportunities around equivalency; and draft regulatory text.

Concerns were expressed regarding what was seen as “aggressive” federal regulatory timelines. The impact of the proposed Regulations on small oil and gas operators and on facilities located in isolated areas was raised. Other concerns included the potential impact on competitiveness if there were differences in regulatory approach, coverage and timelines between the United States and Canada.

In response to provincial and territorial concerns, the Department changed the coming-into-force dates of the proposed Regulations to 2020 and 2023 to allow for adequate time to negotiate equivalency agreements.

Additionally, Atlantic provinces were concerned about the potential for increased costs and operating challenges associated with implementing the proposed Regulations at offshore facilities. The Department held specific meetings with the provincial governments of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador, and the offshore petroleum boards,⁴⁹ to discuss these concerns.

⁴⁹ Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board and the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board.

L'industrie pétrolière et gazière était satisfaite des modifications apportées par le Ministère, mais elle continue de contester les règlements fédéraux sur le secteur.

Gouvernements provinciaux et territoriaux

Toutes les provinces et tous les territoires, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard et du Nunavut, ont participé à au moins une séance de consultation. De façon générale, les provinces et les territoires appuient l'objectif global de réduction des émissions, mais ils aimeraient être certains que les exigences fédérales sont conformes aux approches provinciales en matière de changements climatiques. La plupart des provinces où l'activité pétrolière et gazière est importante (par exemple l'Alberta, la Colombie-Britannique, la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador) ont souhaité mieux comprendre la possibilité d'obtenir des accords d'équivalence en vertu de la LCPE.

En réponse, le Ministère s'est engagé à faire preuve de collaboration, d'ouverture et de transparence autant que possible avec les partenaires provinciaux et les intervenants. De nombreuses téléconférences et rencontres en personne ont été tenues, et des renseignements ont été fournis sur une base continue, y compris la modélisation des données et l'analyse de l'approche réglementaire proposée; les résultats attendus des émissions par les administrations; la méthodologie d'analyse coûts-avantages; les possibilités d'équivalence; le projet de texte réglementaire.

Des craintes ont été exprimées au sujet de ce qui a été considéré comme un échéancier réglementaire fédéral ambitieux. L'impact du règlement proposé sur les petits exploitants du secteur pétrolier et gazier et les installations situées dans des régions isolées a été soulevé. Les autres craintes portaient sur l'incidence éventuelle sur la compétitivité s'il y a des différences entre les approches réglementaires, la portée et les échéanciers entre le Canada et les États-Unis.

En réponse aux préoccupations provinciales et territoriales, le Ministère a modifié les dates d'entrée en vigueur du règlement proposé à 2020 et à 2023 afin de laisser suffisamment de temps pour négocier des ententes d'équivalence.

De plus, des provinces de l'Atlantique étaient préoccupées par la possibilité d'accroître les coûts et les difficultés d'exploitation associés à la mise en œuvre du règlement proposé dans les installations extracôticières. Le Ministère a tenu des réunions précises avec les gouvernements provinciaux de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador ainsi qu'avec les offices des hydrocarbures extracôtiers⁴⁹ pour discuter de ces préoccupations.

⁴⁹ L'Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada — Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers.

As a result of these discussions, the proposed Regulations include certain flexibilities, for example extended repair timelines, for the offshore environment.

Overall, most provincial and territorial governments are supportive of the proposed Regulations and are satisfied with the modifications that the Department offered.

Environmental non-governmental organizations (ENGOs)

ENGOs were very supportive of the methane reduction target and its potential to contribute to international climate change goals. They welcomed federal regulations for the oil and gas sector and communicated a desire for consistency and transparency in the proposed Regulations. They asserted that reducing methane is the most cost-effective GHG reduction opportunity and presents an impactful approach to reaching Canada's climate targets. Some key ENGOs involved in these consultations were the Clean Air Task Force (CATF), the Environmental Defense Fund (EDF) and the Pembina Institute. These groups provided the Department with an alternative proposal. There were some concerns about the level of stringency and lack of annual reporting and its impact on assessing industry compliance.

Consequently, the Department changed the compliance limit for the facility venting limit of the proposed Regulations to remove the percent reduction flexibility, replacing it with an absolute standard of 3 000 m³ per year. The threshold for application of pneumatic pump control measures was decreased to cover more of these devices and achieve more emission reductions. A mandatory capture and conserve rule was introduced for all new compressor installations. The Department has extensive record-keeping requirements in the proposed Regulations and would be able to require reporting when needed.

Overall, ENGOs are supportive of the proposed Regulations.

Indigenous peoples

The Inuit Tapiriit Kanatami and the Indian Resource Council were consulted on the draft approach and showed support for the environmental objectives of the proposed Regulations. No significant major concerns were raised.

Consultation summary

After consultations with stakeholders and provincial partners, the Department made changes to the proposed

À la suite de ces discussions, le projet de règlement comprend certaines flexibilités, par exemple des délais de réparation prolongés, pour l'environnement extracôtier.

Dans l'ensemble, la plupart des gouvernements provinciaux et territoriaux appuient le projet de règlement et sont satisfaits des modifications apportées par le Ministère.

Organisations non gouvernementales de l'environnement (ONGE)

Les ONGE ont appuyé à fond l'objectif de réduction des émissions de méthane et la possibilité qu'il offre d'aider à atteindre des objectifs internationaux en matière de changements climatiques. Ils ont bien accueilli le règlement fédéral pour le secteur pétrolier et gazier et ont affirmé souhaiter l'uniformité et la transparence du règlement proposé. Ils ont affirmé que réduire les émissions de méthane est l'occasion la plus rentable de réduire les GES et que cette méthode contribuerait beaucoup à aider le Canada à atteindre ses cibles en ce qui concerne les changements climatiques. Certains des ONGE clés consultés étaient le Clean Air Task Force (le groupe de travail sur l'air pur), l'Environmental Defense Fund (le fonds pour la défense de l'environnement) [EDF] et l'Institut Pembina. Ces groupes ont fourni au Ministère une autre proposition. Des craintes ont été exprimées au sujet du niveau de rigueur et de l'absence de rapports annuels et de son incidence sur la possibilité d'évaluer la conformité de l'industrie.

Par conséquent, le Ministère a modifié la limite de conformité pour la limite d'évacuation des installations du règlement proposé afin d'éliminer la flexibilité de réduction en pourcentage, en la remplaçant par une norme absolue de 3 000 m³ par année. Le seuil d'application des mesures de contrôle des pompes pneumatiques a été réduit afin de couvrir plus de ces dispositifs et de réduire davantage les émissions. Une règle obligatoire de capture et de conservation a été instaurée pour toutes les nouvelles installations de compresseurs. Le Ministère a de vastes exigences en matière de tenue de registres dans le règlement proposé et serait en mesure d'exiger la production de rapports s'il y a lieu.

Dans l'ensemble, les ONGE appuient le projet de règlement.

Peuples autochtones

L'Inuit Tapiriit Kanatami et le Indian Resource Council ont été consultés sur l'ébauche de l'approche et ont appuyé les objectifs environnementaux du règlement proposé. Aucune préoccupation importante n'a été soulevée.

Résumé de la consultation

Après des consultations avec les intervenants et les partenaires provinciaux, le Ministère a apporté des

Regulations in order to address any identified concerns, where feasible. In particular, the main change incorporated into the proposed Regulations was to delay the coming-into-force dates of the proposed standards to provide more lead time for existing facilities to be able to comply. Further adjustments to the proposed Regulations may be necessary to improve the text of the draft Regulations and apply technical clarifications depending on stakeholder comments to be received following publication in the *Canada Gazette*, Part I.

Regulatory cooperation

International

Canada is working in partnership with the international community to implement the Paris Agreement, to support the goal to limit temperature rise this century to well below 2 °C and to pursue efforts to limit the temperature increase to 1.5 °C.

In addition, Canada and the United States have a long and successful history of working together to reduce air emissions. Building on this success, a commitment to take action to address methane emissions from the oil and gas sector was formed in early 2016. In mid-2016, Mexico joined the United States and Canada in their commitment to reduce methane emissions from the oil and gas sector by 40% to 45% below 2012 levels by 2025. Presently, all three countries have committed to publish their respective federal regulations as soon as possible, and to work collaboratively on programs, policies and strategies. This commitment includes working together to improve methane data collection, emissions quantification and transparency of emissions reporting in North America. Any information and knowledge of cost-effective methane reduction technologies and practices is intended to be shared.

In recognition of the integrated nature of the North American energy market, Canada intends to cover emissions from the same sources subject to current U.S. regulatory requirements. These sources include facility production venting, LDAR, well completion by hydraulic fracturing, pneumatics and compressors. The structure of the proposed Regulations is similar to the U.S. EPA's regulatory regime, with modifications to reflect Canadian conditions (including existing requirements in various Canadian jurisdictions) and input from stakeholders.

Existing facilities

The proposed Regulations would cover all facilities, whereas the U.S. EPA's new source performance

changements au règlement proposé de façon à atténuer les craintes identifiées, lorsque cela est possible. En particulier, le principal changement ayant été intégré au règlement proposé a été de retarder les dates d'entrée en vigueur des normes proposées pour que les installations existantes aient plus de temps pour s'y conformer. D'autres modifications au projet de règlement pourraient être nécessaires pour améliorer le texte du règlement proposé et appliquer des clarifications techniques en fonction des commentaires des intervenants qui seront reçus après la publication dans la *Partie I* de la *Gazette du Canada*.

Coopération en matière de réglementation

À l'échelle internationale

Le Canada travaille en partenariat avec la communauté internationale pour mettre en œuvre l'Accord de Paris afin d'appuyer le but qui consiste à limiter la hausse de la température à moins de 2 °C pendant le siècle en cours et à poursuivre les efforts visant à la limiter à 1,5 °C.

De plus, le Canada et les États-Unis ont de longs antécédents fructueux de collaboration en matière de réduction des émissions atmosphériques. Forts de ce succès, ils se sont engagés, au début de 2016, à prendre des mesures pour réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier. Au milieu de 2016, le Mexique a joint ses efforts à ceux du Canada et des États-Unis pour, d'ici 2025, réduire de 40 % à 45 % par rapport aux émissions de 2012 les émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier. À l'heure actuelle, les trois pays se sont engagés à publier leurs règlements fédéraux respectifs le plus tôt possible et à travailler en collaboration aux programmes, aux politiques et aux stratégies, entre autres, pour améliorer la collecte des données sur le méthane, la quantification des émissions et la transparence de la déclaration des émissions en Amérique du Nord. Ils échangeront toutes les connaissances et toute l'information sur les technologies et les méthodes rentables de réduction des émissions de méthane.

Compte tenu de l'intégration du marché nord-américain de l'énergie, le Canada a l'intention de régir les émissions provenant des sources qui sont visées par les exigences réglementaires actuelles aux États-Unis. Ces sources incluent l'évacuation des installations de production, la DRF, la complétion des puits par fracturation hydraulique, les appareils pneumatiques et les compresseurs. La structure du règlement proposé est semblable au régime de réglementation de l'EPA des États-Unis, avec des modifications qui tiennent compte des conditions canadiennes (y compris les exigences existantes dans diverses compétences canadiennes) et de l'apport des intervenants.

Installations existantes

Le projet de règlement couvrirait toutes les installations, alors que les NSPS de l'EPA des États-Unis ne couvrent

standards (NSPS) cover only new and modified facilities. However, the nature of the upstream oil and gas industry is unique, with short-lived production cycles and constant renewal of production levels through the drilling of new wells to replace declining assets. The U.S. EPA initiated key amendments to the NSPS in 2012 with various additional requirements in 2015 and 2016. Given that the proposed Regulations would not come into force in Canada until after 2020, the U.S. sector would have been facing similar requirements for a decade, and most of the facilities would be impacted by the NSPS. Further, similar rules for existing facilities in several individual states (e.g. Wyoming, Colorado) have even more strict methane emission controls in place. If Canada were to limit application to only new and modified facilities, a significant portion of emissions would not be immediately captured, which would make it difficult to meet the methane reduction targets announced by the Prime Minister.

Industry administrative burden

The current U.S. approach to regulating the oil and gas sector requires facilities to conduct a substantial number of administrative tasks. The proposed Regulations differ from the NSPS in order to meet commitments in Canada's Cabinet Directive on Regulatory Management to control the administrative burden of regulations on business. For example, the NSPS require facilities to report information on specific technical details annually. In order to minimize the administrative burden, the proposed Regulations require on-demand reporting.

Avoided regulatory overlap with provinces and territories

Extended discussions took place with oil and gas regulators and provincial governments in Western and Atlantic Canada, in recognition of their key role in petroleum-producing regions of Canada. At the request of the Western provinces, and recognizing that a significant share of the compliance costs would be incurred in this region, a special process was undertaken to develop a regulatory co-development framework between these provinces and the federal government. The framework includes commitments to work collaboratively, share information, meet regularly, and reduce regulatory duplication, with the goal of facilitating future potential negotiation of equivalency agreements. Harmonization with provincial measures has been incorporated into the proposed Regulations to the extent possible. For example, the proposed Regulations point explicitly to existing provincial emission measurement and quantification systems. Also, British Columbia and Alberta have been exempted from the venting limits

que les installations nouvelles et modifiées. Toutefois, la nature de l'industrie pétrolière et gazière en amont est unique, avec des cycles de production de courte durée et un renouvellement constant des niveaux de production en raison du forage de nouveaux puits pour remplacer les actifs en déclin. L'EPA des États-Unis a entrepris des modifications clés aux NSPS en 2012 avec diverses exigences additionnelles en 2015 et 2016. Étant donné que le règlement proposé n'entrerait en vigueur au Canada qu'après 2020, le secteur américain aurait dû faire face à des exigences similaires pendant une décennie, et la plupart des installations seraient touchées par les NSPS. De plus, des règles similaires pour les installations existantes dans plusieurs états (le Wyoming et le Colorado, par exemple) ont mis en place des contrôles encore plus stricts en matière d'émissions de méthane. Si le Canada limitait l'application à seulement les installations nouvelles ou modifiées, une grande partie des émissions ne seraient pas immédiatement capturées, ce qui rendrait difficile l'atteinte des objectifs de réduction du méthane annoncés par le premier ministre.

Fardeau administratif de l'industrie

L'approche actuelle des États-Unis en matière de réglementation du secteur pétrolier et gazier exige que les installations effectuent un grand nombre de tâches administratives. Le projet de règlement diffère des NSPS afin de respecter les engagements énoncés dans la Directive du Cabinet sur la gestion de la réglementation du Canada de contrôler le fardeau administratif de la réglementation sur les entreprises. Par exemple, les NSPS exigent que les établissements communiquent annuellement des renseignements sur des détails techniques précis. Afin de minimiser le fardeau administratif, le règlement proposé exige des rapports sur demande.

Chevauchement réglementaire évité avec les provinces et les territoires

Il y a eu des discussions poussées avec les entités de réglementation du pétrole et du gaz et les gouvernements provinciaux, à la fois dans l'Ouest canadien et dans la région de l'Atlantique, en raison du rôle clé qu'ils jouent dans les régions productrices de pétrole du Canada. À la demande des provinces de l'Ouest, et reconnaissant qu'une partie importante des coûts de mise en conformité serait engagée dans cette région, un exercice spécial visant à élaborer un cadre réglementaire de coopération entre ces provinces et le gouvernement a eu lieu. Ce cadre prévoit des engagements de collaborer, d'échanger de l'information, de se réunir régulièrement et de réduire le double emploi réglementaire afin de faciliter la négociation éventuelle d'accords d'équivalence. L'harmonisation avec les mesures provinciales a été intégrée au règlement proposé dans la mesure du possible. Par exemple, le règlement proposé fait explicitement état des systèmes provinciaux existants de mesure et de quantification des émissions. En outre, la

during well completion, since these jurisdictions already have adequate measures in place.

Unique Canadian product types

The proposed Regulations cover sources such as certain heavy oil production methods that are unique to Canada. This oil production method is not contemplated in the NSPS, but it is a significant source of methane emissions in Canada and the proposed Regulations are designed to address it through the facility venting limits.

Rationale

GHG emissions, including hydrocarbons and CO₂, are contributing to a global warming trend that is associated with climate change. The oil and gas sector is the largest GHG emitter in Canada and, more specifically, the largest industrial emitter of methane in Canada. Methane is the main component of natural gas. The majority of methane emissions from the oil and gas sector are released as a result of emissions from either fugitive or venting sources. The latest emissions data indicates that the GHG emissions from production and processing activities in the oil and gas sector account for 26% of Canada's total GHG emissions. Without immediate action, it is expected that methane emissions from the oil and gas sector in Canada will continue to be released at high levels of about 45 Mt CO₂e per year between 2017 and 2035, which represents a significant portion of Canada's overall GHG emissions (726 Mt in 2013).

Canada and its international partners agreed to work together to implement the Paris Agreement, to limit the temperature rise this century to well below 2 °C. Canada has also committed to a joint approach on climate change with the United States and Mexico. The three countries committed to introducing or expanding federal regulations to reduce methane emissions from oil and gas facilities.

It is expected that the proposed Regulations would lead to a 20 Mt reduction in CO₂e emissions in 2030, an estimated 7% contribution to Canada's GHG emissions reduction target under the Paris Agreement. It is also expected that the proposed Regulations would lead to a 21 Mt reduction in methane emissions in 2025, a reduction of 41% below 2012 levels, falling in the range of a 40% to 45% reduction as committed in March 2016.

Colombie-Britannique et l'Alberta ont été exemptées des limites d'évacuation au cours de la complétion des puits, puisque ces provinces et territoires ont déjà adopté des mesures adéquates.

Types de produits uniques au Canada

Le règlement proposé couvre des sources telles que certaines méthodes de production de pétrole lourd qui sont propres au Canada. Cette méthode de production pétrolière n'est pas envisagée dans les NSPS, mais elle constitue une source importante d'émission de méthane au Canada et le règlement proposé vise à y remédier par les limites d'évacuation des installations.

Justification

Les émissions de GES, dont les hydrocarbures et le CO₂, aggravent la tendance au réchauffement de la planète associée aux changements climatiques. Le secteur pétrolier et gazier est le plus important émetteur de GES au Canada et, plus précisément, le plus grand émetteur de méthane au Canada. Le méthane est le principal composant du gaz naturel. La plus grande partie des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier sont libérées à la suite d'émissions de sources fugitives ou d'évacuations. Les données les plus récentes sur les émissions indiquent que les émissions de GES causées par les activités de production et de traitement dans le secteur pétrolier et gazier représentent 26 % des émissions totales de GES du pays. Si rien n'est fait immédiatement, on s'attend à ce que les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier au Canada continuent d'être rejetées dans l'atmosphère à des niveaux élevés d'environ 45 Mt CO₂e par an entre 2017 et 2035, ce qui représente une partie importante des émissions totales de GES au Canada (726 Mt en 2013).

Le Canada et ses partenaires internationaux conjuguent leurs efforts pour mettre en œuvre l'Accord de Paris afin de limiter l'augmentation de la température à beaucoup moins que 2 °C pendant le siècle en cours. Le Canada est de plus déterminé à collaborer avec les États-Unis et le Mexique à propos des questions relatives aux changements climatiques. Les trois pays se sont engagés à présenter des règlements fédéraux ou à en étendre l'application afin de réduire les émissions de méthane des installations pétrolières et gazières.

Le règlement proposé devrait entraîner une réduction des émissions de 20 Mt en éq. CO₂ en 2030, ce qui, selon les estimations, représente une contribution de 7 % à la cible du Canada en matière de réduction des émissions de GES aux termes de l'Accord de Paris. Le règlement proposé devrait de plus entraîner une réduction des émissions de méthane de 21 Mt en 2025, et les ramener à 41 % sous les niveaux de 2012, soit dans l'intervalle de 40 % à 45 % que le Canada s'est engagé à atteindre en mars 2016.

Between 2018 and 2035, the cumulative GHG emission reductions attributable to the proposed Regulations are estimated to be approximately 282 Mt. Avoided climate change damages associated with these reductions are valued at \$13.4 billion. The proposed Regulations would also result in a co-benefit of 663 PJ of conserved gas with a market value of \$1.6 billion, for total monetized benefits of \$15.0 billion. The total cost of the proposed Regulations is estimated to be \$3.3 billion, which would be offset in part by the recovery of 663 PJ⁵⁰ of natural gas, with a market value of \$1.6 billion, resulting in expected net benefits of \$11.7 billion.

Since April 2016, the Department has held over 150 hours of consultations on the proposed Regulations with industry, provinces, territories, environmental organizations and associations of Indigenous peoples. Industry has expressed concerns with the potential competitiveness impacts that the proposed Regulations might have on Canada's oil and gas sector, while environmental organizations expressed some concerns about the lack of annual reporting and its impact on assessing industry compliance. The Department has worked with stakeholders to minimize negative impacts, and these groups have been generally supportive of the environmental objective of the proposed Regulations.

In order to offset potential competitiveness concerns, the proposed Regulations include several flexibility mechanisms, including small facility exemptions for certain standards. After consultations with stakeholders and provinces, coming-into-force dates were adjusted to give more lead time to existing facilities, before full compliance would be required. Given the relatively small incremental impact of the proposed Regulations, and given that crude oil and natural gas are globally and continentally priced commodities, it is not expected that the proposed Regulations would have impacts on the prices of these products. Therefore, the proposed Regulations are not expected to have any impacts on consumers.

Strategic environmental assessment

The proposed Regulations have been developed under Canada's Clean Air Regulatory Agenda (CARA). A strategic environmental assessment (SEA) was completed for CARA in 2012 and a public statement was issued in 2013.⁵¹ That SEA concluded that activities under CARA would support the Federal Sustainable Development Strategy

Entre 2018 et 2035, les réductions cumulatives des émissions de GES attribuables au règlement proposé sont estimées à environ 282 Mt. Les dommages évités liés au changement climatique associés à ces réductions sont évalués à 13,4 milliards de dollars. Le règlement proposé donnerait également lieu à un avantage de 663 PJ de gaz conservé d'une valeur marchande de 1,6 milliard de dollars, pour un total de 15,0 milliards de dollars de bénéfices monétisés. Le coût total du projet de règlement est estimé à 3,3 milliards de dollars, qui serait compensé en partie par la récupération de 663 PJ⁵⁰ de gaz naturel d'une valeur marchande de 1,6 milliard de dollars, ce qui donne des avantages nets prévus de 11,7 milliards de dollars.

Depuis avril 2016, le Ministère a tenu des consultations pendant plus de 150 heures au sujet du règlement proposé avec l'industrie, des provinces, des territoires, des organismes environnementaux et des associations de peuples autochtones. L'industrie a exprimé des inquiétudes quant aux incidences potentielles sur la compétitivité que le règlement proposé pourrait avoir sur le secteur pétrolier et gazier au Canada, alors que les organismes environnementaux se sont inquiétés de l'absence de rapports annuels et de son incidence sur la possibilité d'évaluer la conformité à la réglementation de l'industrie. Le Ministère a collaboré avec les intervenants afin de minimiser les impacts négatifs, et ces groupes ont généralement appuyé l'objectif environnemental du règlement proposé.

Afin d'atténuer les craintes éventuelles en ce qui concerne la compétitivité, le règlement proposé comprend plusieurs solutions souples, entre autres l'exemption des petites installations de certaines normes. Après les consultations avec les intervenants et les provinces, les dates d'entrée en vigueur ont été repoussées pour donner aux installations existantes plus de temps avant que la conformité totale ne soit requise. Étant donné l'impact marginal relativement faible du règlement proposé, et le fait que le pétrole brut et le gaz naturel sont des produits dont les prix sont établis à l'échelle mondiale et continentale, on ne s'attend pas à ce que le règlement proposé ait d'incidence sur le prix de ces produits. Le règlement proposé ne devrait donc pas avoir de conséquences chez les consommateurs.

Évaluation environnementale stratégique

Le règlement proposé a été élaboré dans le cadre du Programme de réglementation de la qualité de l'air (PRQA) du Canada. Une évaluation environnementale stratégique (EES) du PRQA a été effectuée en 2012 et une déclaration a été publiée en 2013.⁵¹ Cette EES a conclu que toutes les activités prévues dans le cadre du PRQA appuieraient

⁵⁰ A petajoule is equal to one quadrillion (10¹⁵) joules.

⁵¹ The public statement regarding the strategic environmental assessment for the Clean Air Regulatory Agenda is available at the following address: www.ec.gc.ca/ee-ea/default.asp?lang=en&n=4F7D3B45-1.

⁵⁰ Un pétajoule est égal à un quadrillion (10¹⁵) de joules.

⁵¹ La déclaration publique sur l'évaluation environnementale stratégique du Programme réglementaire sur la qualité de l'air se trouve à l'adresse suivante : www.ec.gc.ca/ee-ea/default.asp?lang=fr&n=4F7D3B45-1.

(FSDS) climate change goal to reduce GHGs. A SEA has also been conducted for the proposed Regulations, which confirms that this regulatory initiative supports the FSDS goal to reduce GHGs.

Implementation, enforcement and service standards

Depending on the standard, the proposed Regulations would come into force on January 1, 2020, or January 1, 2023. The proposed Regulations would be made under CEPA, and enforcement officers would, when verifying compliance, apply the Compliance and Enforcement Policy for CEPA.⁵² The Policy sets out the range of possible enforcement responses to alleged violations. Following an inspection or investigation, when an enforcement officer discovers an alleged violation, the officer would choose the appropriate enforcement action based on the Policy.

Compliance promotion activities are intended to assist the regulated community in achieving compliance. The approach for the proposed Regulations includes developing and posting compliance promotion information such as frequently asked questions (FAQs) on the Department's website, as well as undertaking various outreach activities such as workshops and informational sessions. The Department would also respond to all inquiries sent by stakeholders to ensure that the requirements of the proposed Regulations are understood. These activities are targeted at raising awareness and assisting the regulated community in achieving a high level of overall compliance as early as possible during the regulatory implementation process. As the regulated community becomes more familiar with the requirements of the proposed Regulations, compliance promotion activities are expected to decline to a maintenance level. The compliance promotion activities would be adjusted according to compliance analyses or if unforeseen compliance challenges arise.

The Department, in its administration of the regulatory program, would provide services and would respond to permit submissions and inquiries from the regulated community in a timely manner, taking into account the complexity and completeness of the request. In addition, the Department intends to develop a technical guidance document that would include a description of the required information and format to be followed when submitting a permit for review.

l'objectif de la Stratégie fédérale de développement durable (SFDD) relatif aux changements climatiques qui consiste à réduire les GES. Une EES a aussi été réalisée pour le règlement proposé, qui confirme que cette initiative appuie l'objectif de réduction des GES de la SFDD.

Mise en œuvre, application et normes de service

Selon la norme en cause, le règlement proposé entrerait en vigueur le 1^{er} janvier 2020 ou le 1^{er} janvier 2023. Le règlement proposé serait pris en application de la LCPE et les agents de l'application de la loi appliqueraient la Politique d'observation et d'application de la LCPE⁵². La Politique énonce la gamme des mesures possibles d'application de la loi en cas d'infractions alléguées. À la suite d'une inspection ou d'une enquête, lorsqu'un agent de l'application de la loi découvre une infraction alléguée, l'agent choisit la mesure d'action appropriée en se fondant sur la Politique.

Les activités de promotion de la conformité visent à aider la collectivité réglementée à se conformer à la réglementation. L'approche à l'égard du règlement proposé consiste notamment à préparer et à afficher de l'information faisant la promotion de la conformité, comme des foires aux questions (FAQ), sur le site Web du Ministère, et à effectuer diverses activités de relations externes, comme des ateliers et des séances d'information. Le Ministère répondra aussi à toutes les demandes de renseignements envoyées par des intervenants afin que les exigences du règlement proposé soient bien comprises. Ces activités visent à sensibiliser la collectivité réglementée et à l'aider à atteindre un niveau élevé de conformité globale le plus tôt possible au cours du processus de mise en œuvre de la réglementation. À mesure que la collectivité réglementée connaîtra mieux les exigences du règlement proposé, les activités de conformité devraient ralentir à un niveau qui maintiendra les résultats obtenus. Les activités de promotion de la conformité seront rajustées en fonction des analyses de la conformité ou en cas de défis imprévus à cet égard.

En administrant le programme réglementaire, le Ministère fournira les services et répondra aux demandes de permis et de renseignements de la collectivité réglementée. Il le fera rapidement, compte tenu de la complexité et de l'exhaustivité des demandes. Le Ministère a en outre l'intention de produire un document d'orientation technique qui comportera une description de l'information nécessaire et de la présentation à suivre pour soumettre un permis à l'examen.

⁵² The Department's Compliance and Enforcement Policy is available at www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=en&n=AF0C5063-1.

⁵² La politique du Ministère sur la conformité et l'application de la loi peut être consultée à l'adresse suivante : www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=fr&n=AF0C5063-1.

Performance measurement and evaluation

The expected outcomes of the proposed Regulations are directly related to international and domestic priorities to reduce methane emissions from the oil and gas industry by 40% to 45% from 2012 levels by 2025. The performance of the proposed Regulations in achieving these outcomes would be measured and evaluated.

Clear and quantified performance indicators would be defined for each outcome. For oil and gas facilities, these indicators include facility registration, permit applications and reported emission data on methane. Collected methane emission data would include venting and fugitive emissions. Performance would be tracked through annual or on demand reporting requirements as well as through enforcement activities. In addition, a compliance assessment would be conducted periodically to gauge the performance of every indicator against the identified targets. Regular review and evaluation of these performance indicators would allow the Department to detail the impacts of the proposed Regulations on the oil and gas sector and to evaluate the performance of the proposed Regulations in reaching the intended targets.

Contacts

Mark Cauchi
Executive Director
Oil, Gas and Alternate Energy Division
Energy and Transportation Directorate
Environmental Stewardship Branch
Environment and Climate Change Canada
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ec.methane-methane.ec@canada.ca

Joe Devlin
Senior Economist
Regulatory Analysis and Valuation Division
Economic Analysis Directorate
Strategic Policy Branch
Environment and Climate Change Canada
200 Sacré-Cœur Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ec.darv-ravd.ec@canada.ca

Mesures de rendement et évaluation

Les résultats attendus du règlement proposé sont directement associés aux priorités internationales et canadiennes, qui visent à réduire, d'ici 2025, les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012. Le degré auquel le règlement proposé parviendra à atteindre ce résultat sera mesuré et évalué.

Des indicateurs de rendement clairs et quantifiés seront définis pour chacun des résultats. Pour les installations pétrolières et gazières, ces indicateurs incluent l'inscription des installations, les demandes de permis et les émissions déclarées de méthane. La collecte de données sur les émissions de méthane inclura les émissions fugitives et d'évacuation. Le rendement sera suivi grâce aux exigences relatives aux rapports annuels et sur demande, ainsi que par des activités d'application de la loi. De plus, une évaluation de la conformité sera effectuée à intervalles réguliers pour évaluer le rendement de chacun des indicateurs en fonction des cibles. L'évaluation et l'examen réguliers de ces indicateurs de rendement permettront au Ministère de préciser les incidences du règlement proposé sur le secteur pétrolier et gazier et d'évaluer à quel point ce règlement permet d'atteindre les cibles prévues.

Personnes-ressources

Mark Cauchi
Directeur exécutif
Division du pétrole, du gaz et de l'énergie de remplacement
Direction de l'énergie et des transports
Direction générale de l'intendance environnementale
Environnement et Changement climatique Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.methane-methane.ec@canada.ca

Joe Devlin
Économiste principal
Division de l'analyse réglementaire et de la valuation
Direction de l'analyse économique
Direction générale de la politique stratégique
Environnement et Changement climatique Canada
200, boulevard Sacré-Cœur
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.darv-ravd.ec@canada.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, pursuant to subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, that the Governor in Council, pursuant to subsection 93(1), section 286.1^c and subsection 330(3.2)^d of that Act, proposes to make the annexed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*.

Any person may, within 60 days after the date of publication of this notice, file with the Minister of the Environment comments with respect to the proposed Regulations or a notice of objection requesting that a board of review be established under section 333 of that Act and stating the reasons for the objection. All comments and notices must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent by mail to the Oil, Gas and Alternative Energy Division, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3 or by email to ec.methane-methane.ec@canada.ca.

A person who provides information to the Minister of the Environment may submit with the information a request for confidentiality under section 313 of that Act.

Ottawa, April 13, 2017

Jurica Čapkun
Assistant Clerk of the Privy Council

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, que le gouverneur en conseil, en vertu du paragraphe 93(1), de l'article 286.1^c et du paragraphe 330(3.2)^d de cette loi, se propose de prendre le *Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter à la ministre de l'Environnement, dans les soixante jours suivant la date de publication du présent avis, leurs observations au sujet du projet de règlement ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution de la commission de révision prévue à l'article 333 de cette loi. Ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout par la poste à la Division du pétrole, du gaz et de l'énergie de remplacement, ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3 ou par courriel à ec.methane-methane.ec@canada.ca.

Quiconque fournit des renseignements à la ministre peut en même temps présenter une demande de traitement confidentiel aux termes de l'article 313 de cette loi.

Ottawa, le 13 avril 2017

Le greffier adjoint du Conseil privé
Jurica Čapkun

TABLE OF PROVISIONS**Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)****Purpose and Overview**

- 1** Protection of environment and reduction of harmful effects

Interpretation

- 2** Definitions

Responsibility

- 3** Operator

^a S.C. 2004, c. 15, s. 31

^b S.C. 1999, c. 33

^c S.C. 2009, c. 14, s.80

^d S.C. 2008, c. 31, s. 5

TABLE ANALYTIQUE**Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)****Objet et aperçu**

- 1** Protection de l'environnement et réduction des effets nocifs

Définitions et interprétation

- 2** Définitions

Responsabilité

- 3** Exploitant

^a L.C. 2004, ch. 15, art. 31

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2009, ch. 14, art. 80

^d L.C. 2008, ch. 31, art. 5

General Requirements**Hydrocarbon Gas Conservation and Destruction Equipment**

- 4** Hydrocarbon gas conservation equipment
- 5** Records — hydrocarbon gas conservation equipment
- 6** Hydrocarbon gas destruction equipment
- 7** Records — hydrocarbon gas destruction equipment

Well Completion by Hydraulic Fracturing

- 8** Application
- 9** Records — hydraulic fracturing
- 10** Non-application — B.C. and Alta.

Compressors

- 11** Capture or vent emissions — installation date
- 12** Measurement of flow rate of emissions
- 13** Compressor — flow rate limit
- 14** Records — compressor vents

Conditional Requirements**Conditions**

- 15** Application of sections 19 to 33
- 16** Records — non-application
- 17** Records — first month of application

Determination of Volume of Gas

- 18** Documents containing applicable methods

Venting Limit

- 19** 250 standard m³/month
- 20** Records — volumes of hydrocarbon gas

Leak Detection and Repair Program

- 21** Inspections
- 22** Application — other types of instruments
- 23** Leaks
- 24** Period for repair
- 25** Records

Exigences générales**Équipement de conservation et de destruction de gaz d'hydrocarbures**

- 4** Équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures
- 5** Renseignements à consigner — équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures
- 6** Équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures
- 7** Renseignements à consigner — équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

Complétion de puits par fracturation hydraulique

- 8** Champ d'application
- 9** Renseignements à consigner — fracturation hydraulique
- 10** Non-application — C.-B. et Alb.

Compresseurs

- 11** Capture ou évacuation d'émissions — date d'installation
- 12** Détermination du débit des émissions
- 13** Compresseurs — limite du débit
- 14** Renseignements à consigner — événement de compresseur

Exigences conditionnelles**Conditions**

- 15** Application des articles 19 à 33
- 16** Renseignements à consigner — non-application
- 17** Consignation — premier mois d'application

Détermination du volume de gaz

- 18** Documents comportant les méthodes applicables

Limite d'évacuation

- 19** 250 m³ normalisés/mois
- 20** Renseignements à consigner — volume de gaz d'hydrocarbures

Programme de détection et de réparation des fuites

- 21** Inspections
- 22** Demande — autres types d'instruments
- 23** Fuites
- 24** Calendrier de réparations
- 25** Consignation

Pneumatic Controllers and Pneumatic Pumps

- 26** Pneumatic controllers — compressors \geq 745 kW
27 Records — pneumatic controllers
28 Pneumatic Pumps
29 Non-application — conservation or destruction equipment
30 Permit — pneumatic pumps

Other Equipment

- 31** Pipes and hatches
32 Sampling systems and pressure relief devices

Revocation of Permit or Approval

- 33** Subsection 22(2) or 30(2)

Administration

Registration

- 34** Registration report

Record-making and Keeping of Documents

- 35** Records — deadline
36 SOR/2012-134

Coming into Force

- 37** January 1, 2020

SCHEDULE 1

SCHEDULE 2

SCHEDULE 3

Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)

Purpose and Overview

Protection of environment and reduction of harmful effects

1 For the purpose of protecting the environment on which life depends and of reducing the immediate or long-term harmful effects of the emission of methane and certain

Régulateurs pneumatiques et pompes pneumatiques

- 26** Régulateur pneumatique — compresseur \geq 745 kW
27 Renseignements à consigner — régulateur pneumatique
28 Pompe pneumatique
29 Non-application — équipement de conservation ou de destruction
30 Permis — pompe pneumatique

Autres équipements

- 31** Conduite et trappe d'accès
32 Système d'échantillonnage et limiteur de pression

Révocation de permis ou de l'approbation

- 33** Paragraphes 22(2) ou 30(2)

Administration

Enregistrement

- 34** Rapport d'enregistrement

Consignation et conservation des documents

- 35** Délai de consignation
36 DORS/2012-134

Entrée en vigueur

- 37** 1^{er} janvier 2020

ANNEXE 1

ANNEXE 2

ANNEXE 3

Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)

Objet et aperçu

Protection de l'environnement et réduction des effets nocifs

1 Afin de protéger l'environnement essentiel pour la vie et de réduire, immédiatement ou à long terme, les effets nocifs des émissions de méthane et de certains composés

volatile organic compounds on the environment or its biological diversity, these Regulations

(a) impose certain requirements on the oil and gas sector in order to reduce emissions of methane and certain volatile organic compounds; and

(b) designate the contravention of certain of its provisions as serious offences by adding them to the schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*.

Interpretation

Definitions

2 (1) The following definitions apply in these Regulations.

Act means the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*Loi*)

authorized official means

(a) in respect of an operator who is an individual, that individual or another individual who is authorized to act on their behalf;

(b) in respect of an operator that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf; and

(c) in respect of an operator that is another entity, an individual who is authorized to act on its behalf. (*agent autorisé*)

completion means the process of making a well ready for production, including such a process that involves hydraulic fracturing. (*complétion*)

conserve, in relation to hydrocarbon gas, means to recover hydrocarbon gas for use as fuel, for sale or for injection into an underground geological deposit that is for a purpose other than to dispose of the gas as waste. (*conservation*)

deliver means to transport hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility for a purpose other than to dispose of the gas as waste. (*livrer*)

design bleed rate means the rate, expressed in standard m³/h, at which gas is expected, according to the manufacturer of a pneumatic controller, to be continuously emitted from the pneumatic controller while it operates at a given operational setting specified by the manufacturer. (*taux de purge nominal*)

organiques volatils sur l'environnement ou sur sa diversité biologique, le présent règlement :

a) impose au secteur du pétrole et du gaz des exigences pour réduire les émissions de méthane et de certains composés organiques volatils;

b) désigne la contravention à certaines de ses dispositions comme étant des infractions graves en ajoutant ces dispositions à l'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*.

Définitions et interprétation

Définitions

2 (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

agent autorisé

a) Dans le cas où l'exploitant est une personne physique, celle-ci ou la personne physique autorisée à agir en son nom;

b) dans le cas où il est une personne morale, celui de ses dirigeants autorisés à agir en son nom;

c) dans le cas où il est une autre entité, la personne physique autorisée à agir en son nom. (*authorized official*)

complétion Processus de préparation d'un puits pour la production, y compris la fracturation hydraulique. (*completion*)

composant d'équipement Élément faisant partie de la composition de l'équipement d'une installation de pétrole et de gaz en amont, qui est en contact avec des hydrocarbures et qui a le potentiel d'émettre des gaz d'hydrocarbures. (*equipment component*)

conditions normalisées S'entend d'une température de 15 °C et d'une pression de 101,325 kPa. (*standard conditions*)

conservation S'agissant de gaz d'hydrocarbures, le fait de les récupérer en vue, soit de les utiliser comme carburant, soit de les vendre, soit de les injecter dans un gisement souterrain à des fins autres que leur élimination comme déchets. (*conserve*)

détruire Convertir les hydrocarbures contenus dans des gaz d'hydrocarbures en dioxyde de carbone avec d'autres molécules à des fins autres que la production d'énergie. La présente définition vise également le torchage de gaz d'hydrocarbures. (*destroy*)

destroy means to convert hydrocarbons contained in hydrocarbon gas to carbon dioxide, along with other molecules, for a purpose other than to produce energy, and includes the flaring of hydrocarbon gas. (*détruire*)

EPA Method 21 means the method of the Environmental Protection Agency of the United States entitled *Method 21 — Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, set out in Appendix A-7 to Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States. (*méthode 21 de l'EPA*)

equipment component means a component of equipment at an upstream oil and gas facility that comes into contact with hydrocarbons and that has the potential to emit hydrocarbon gas. (*composant d'équipement*)

flowback means the process of recovering fluids, or fluids mixed with solids, that were injected into a well during hydraulic fracturing in order

- (a) to prepare for further hydraulic fracturing;
- (b) to prepare for cleanup of the well; or
- (c) to initiate or resume production from the well. (*reflux*)

gas-to-oil ratio means the ratio of the volume of hydrocarbon gas produced, expressed in standard m^3 , to the volume of hydrocarbon liquid produced, expressed in standard m^3 . (*rapport gaz-pétrole*)

hydraulic fracturing means the process of injecting fluids, or fluids mixed with solids, under pressure into a well in order to create fractures in an underground geological reservoir through which hydrocarbons and other fluids can migrate toward the well and includes hydraulic fracturing, namely, hydraulic fracturing at a well that has previously undergone hydraulic fracturing. (*fracturation hydraulique*)

hydrocarbon means methane, which has the molecular formula CH_4 , or a volatile organic compound referred to in item 65 of the List of Toxic Substances in Schedule 1 to the Act. (*hydrocarbures*)

operator means a person who has the charge, management or control of an upstream oil and gas facility. (*exploitant*)

pneumatic controller means a device that uses pressurized gas to generate mechanical energy for the purpose of controlling or monitoring the conditions under which a process is carried out. (*régulateur pneumatique*)

pneumatic pump means a device that uses pressurized gas to generate mechanical energy for the purpose of pumping liquid. (*pompe pneumatique*)

ppmv means parts per million by volume. (*ppmv*)

évacuation Émission de gaz d'hydrocarbures de manière contrôlée d'une installation de pétrole et de gaz en amont — autre que celle résultant de la combustion — qui se produit en raison :

- a) soit de la conception de l'équipement ou des modes d'exploitation de l'installation;
- b) soit de la survenance d'un événement qui produit une pressurisation du gaz supérieure à la capacité de l'équipement à l'installation de retenir le gaz. (*venting*)

exploitant Personne ayant toute autorité à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont. (*operator*)

fracturation hydraulique Procédé consistant à injecter sous pression des fluides ou des fluides, ou des fluides mélangés avec des particules solides, dans un puits afin de provoquer des fractures dans un réservoir géologique souterrain, par lesquelles des hydrocarbures et d'autres fluides peuvent migrer vers le puits. La présente définition vise notamment la refracturation hydraulique d'un puits ayant déjà fait l'objet d'une fracturation hydraulique. (*hydraulic fracturing*)

hydrocarbure Se dit du méthane, dont la formule moléculaire est CH_4 , ou d'un composé organique volatil visé à l'article 65 de la liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la Loi. (*hydrocarbon*)

installation de pétrole et de gaz en amont S'entend des bâtiments, des autres structures et des équipements fixes — situés soit sur un site unique, soit sur des sites contigus ou adjacents, soit sur des sites formant un réseau dans lequel un site central de traitement est relié par des conduites de collecte à un ou plusieurs sites sur lesquels se trouve un puits — qui fonctionnent de façon intégrée pour :

- a) l'extraction d'hydrocarbures d'un gisement souterrain ou d'un réservoir géologique souterrain;
- b) le traitement primaire de ces hydrocarbures;
- c) le transport d'hydrocarbures, y compris le stockage qui se rapporte à leur transport, autre que pour la distribution locale. (*upstream oil and gas facility*)

livrer Transporter les gaz d'hydrocarbures à partir d'une installation de pétrole et des gaz en amont pour une fin autre que leur élimination comme déchet. (*deliver*)

Loi La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. (*Act*)

m^3 normalisé S'entend d'un mètre cube de gaz, dans des conditions normalisées. (*standard m^3*)

méthode 21 de l'EPA La méthode de l'Environmental Protection Agency des États-Unis intitulée

primary processing means any processing of hydrocarbons that is for the principal purpose of removing any of, or any combination of, the following:

- (a) water;
- (b) hydrocarbon liquids;
- (c) sulphur compounds; and
- (d) contaminants. (*traitement primaire*)

produce, in relation to hydrocarbon gas or liquid, means to extract hydrocarbon gas or liquid from an underground geological deposit or reservoir. (*production*)

receive, in relation to hydrocarbon gas, means to receive at an upstream oil and gas facility, other than from a natural source, hydrocarbon gas

- (a) that is raw; or
- (b) that has undergone primary processing without having been subject to additional processing. (*recevoir*)

standard conditions means a temperature of 15°C and a pressure of 101.325 kPa. (*conditions normalisées*)

standard m³ means a cubic metre of gas at standard conditions. (*m³ normalisé*)

upstream oil and gas facility means the buildings, other structures and stationary equipment — that are located on a single site, on contiguous or adjacent sites or on sites that form a network in which a central processing site is connected by gathering pipeline with one or more well sites — that function together in an integrated manner for the purpose of

- (a) the extraction of hydrocarbons from an underground geological deposit or reservoir;
- (b) the primary processing of those hydrocarbons; or
- (c) the transportation of hydrocarbons — including their storage for transportation purposes — other than for local distribution. (*installation de pétrole et de gaz en amont*)

venting means the emission of hydrocarbon gas from an upstream oil and gas facility in a controlled manner, other than the emission of gas arising from combustion, due to

- (a) the design of equipment or operational procedures at the facility; or
- (b) the occurrence of an event that pressurizes the gas beyond the capacity of the equipment at the facility to retain the gas. (*évacuation*)

Method 21 — Determination of Volatile Organic Compound Leaks qui figure à l'annexe A-7 de la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis. (*EPA Method 21*)

pompe pneumatique Équipement utilisant des gaz sous pression pour générer de l'énergie mécanique afin de pomper des liquides. (*pneumatic pump*)

ppmv Parties par million en volume. (*ppmv*)

production S'agissant de gaz d'hydrocarbures ou d'hydrocarbures liquides, le fait de les extraire d'un gisement souterrain ou d'un réservoir géologique souterrain. (*produce*)

puits Vise notamment le puits foré afin de permettre l'injection des fluides ou des fluides mélangés avec des particules solides. (*well*)

rapport gaz-pétrole Rapport du volume de gaz d'hydrocarbures produit, exprimé en m³ normalisés, au volume d'hydrocarbures liquides produit, exprimé en m³ normalisés. (*gas-to-oil ratio*)

recevoir S'agissant de gaz d'hydrocarbures, le fait de les recevoir dans une installation de pétrole et de gaz en amont d'une source autre qu'une source naturelle :

- a) soit qui sont à l'état brut;
- b) soit qui ont fait l'objet d'un traitement primaire, sans avoir fait l'objet d'autres traitements. (*recevoir*)

reflux Procédé de récupération des fluides ou des fluides mélangés avec des particules solides qui ont été injectés dans un puits durant la fracturation hydraulique :

- a) pour préparer d'autres fracturations hydrauliques;
- b) pour préparer le nettoyage du puits;
- c) pour mettre ou remettre le puits en production. (*flowback*)

régulateur pneumatique Équipement utilisant des gaz sous pression pour générer de l'énergie mécanique afin de contrôler ou de surveiller les paramètres de tout procédé. (*pneumatic controller*)

taux de purge nominal Débit des émissions de gaz continu, exprimé en m³ normalisé/h, prévu par le fabricant d'un régulateur pneumatique lorsque le régulateur pneumatique fonctionne en conformité avec un ensemble donné de conditions de fonctionnement précisé par le fabricant. (*design bleed rate*)

traitement primaire Traitement d'hydrocarbures dont le but principal est de retirer l'un ou plusieurs des éléments suivants :

- a) de l'eau;

well includes a well drilled to allow for the injection of fluids or fluids mixed with solids. (*puits*)

Interpretation of documents incorporated by reference

(2) For the purpose of interpreting any document that is incorporated by reference into these Regulations, “should” must be read to mean “must” and any recommendation or suggestion must be read as an obligation, unless the context requires otherwise. For greater certainty, the context of the accuracy or repeatability of a measurement can never require otherwise.

Inconsistency

(3) In the event of an inconsistency between a provision of these Regulations and any document incorporated by reference into these Regulations, that provision prevails to the extent of the inconsistency.

Documents Incorporated by reference

(4) Any document that is incorporated by reference into these Regulations is incorporated as amended from time to time.

Responsibility

Operator

3 An operator of an upstream oil and gas facility must ensure that a requirement set out in these Regulations in respect of the facility or equipment at the facility — along with any related requirement in respect of recording information, keeping documents and providing reports — is complied with.

General Requirements

Hydrocarbon Gas Conservation and Destruction Equipment

Hydrocarbon gas conservation equipment

4 Hydrocarbon gas conservation equipment that is used at an upstream oil and gas facility must

(a) be operated in such a manner that at least 95% of the hydrocarbon gas that is routed to the equipment — based on a calculation of the volumetric flow rates at standard conditions — is captured and conserved;

(b) be operating continuously, other than during periods when it is undergoing normal servicing or timely repairs; and

b) des hydrocarbures liquides;

c) des composés sulfurés;

d) des contaminants. (*primary processing*)

Interprétation des documents incorporés par renvoi

(2) Pour l'interprétation des documents incorporés par renvoi dans le présent règlement, sauf indication contraire du contexte, le mot « should » ainsi que toute recommandation ou suggestion doivent être interprétés comme exprimant une obligation. Il est entendu que l'indication contraire du contexte ne peut prévaloir dans le cas de l'exactitude ou de la répétabilité d'une mesure.

Dispositions incompatibles

(3) Les dispositions du présent règlement l'emportent sur les dispositions incompatibles de tout document qui y est incorporé par renvoi.

Documents incorporés par renvoi

(4) Dans le présent règlement, tout renvoi à un document, s'entend de sa version éventuellement modifiée.

Responsabilité

Exploitant

3 Tout exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont veille au respect des exigences prévues par le présent règlement visant l'installation ou l'équipement s'y trouvant, y compris les exigences relatives à la consignation des renseignements, à la conservation des documents et à la transmission des rapports.

Exigences générales

Équipement de conservation et de destruction de gaz d'hydrocarbures

Équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures

4 Tout équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit :

a) fonctionner de manière qu'au moins 95 % des gaz d'hydrocarbures — fondé sur le calcul des débits volumiques dans des conditions normalisées — dirigés vers l'équipement soient captés et conservés;

b) fonctionner de manière continue sauf pendant les périodes où il fait l'objet d'un entretien normal ou de réparations opportunes;

(c) be used and maintained in accordance with the applicable recommendations of its manufacturer.

Records — hydrocarbon gas conservation equipment

5 A record in respect of any hydrocarbon gas conservation equipment used at an upstream oil and gas facility must be made

(a) for each month during which the equipment is used, of the percentage, at any given moment, of the hydrocarbon gas routed to the equipment that is captured and conserved, along with a calculation of the volumetric flow rates on which that percentage is based, with supporting documents; and

(b) of the equipment's operations and any maintenance of the equipment, along with an indication, with supporting documents, as to whether the equipment was used and maintained in accordance with the applicable recommendations of its manufacturer.

Hydrocarbon gas destruction equipment

6 Hydrocarbon gas destruction equipment that is used at an upstream oil and gas facility must satisfy the requirements related to the destruction of hydrocarbon gas set out in

(a) Sections 3.6 and 7 of Version 4.5 of the guideline entitled *Flaring and Venting Reduction Guideline*, published by the Oil and Gas Commission of British Columbia in June 2016, if the facility is located in British Columbia;

(b) section 3 of the directive entitled *Directive S-20: Saskatchewan Upstream Flaring and Incineration Requirements*, published by the Government of Saskatchewan on November 1, 2015, if the facility is located in Saskatchewan;

(c) the authorization — issued by the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board or the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board, as the case may be — with respect to the venting and the flaring of emissions by the facility, if the facility is located offshore; and

(d) sections 3.6 and 7 of Directive 060 entitled *Upstream Petroleum Industry, Flaring, Incinerating, and Venting*, published by the Alberta Energy Regulator on March 22, 2016, in any other case.

c) être utilisé et entretenu selon les recommandations applicables du fabricant.

Renseignements à consigner — équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures

5 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures qui est utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont :

a) pour chaque mois au cours duquel l'équipement est utilisé, le pourcentage, à tout moment, des gaz d'hydrocarbures dirigés vers l'équipement qui ont été captés et conservés, ainsi que le calcul, documents à l'appui, des débits volumiques sur lequel ce pourcentage se fonde;

b) les renseignements relatifs au fonctionnement de l'équipement et à son entretien ainsi qu'une indication, documents à l'appui, précisant si l'équipement a été utilisé et entretenu selon les recommandations applicables du fabricant.

Équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

6 Tout équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit satisfaire aux exigences relatives à la destruction de gaz d'hydrocarbures énoncées :

a) aux articles 3.6 et 7 de la version 4.5 de la ligne directrice intitulée *Flaring and Venting Reduction Guideline*, publiée par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique, en juin 2016, si l'installation est située en Colombie-Britannique;

b) à l'article 3 de la directive intitulée *Directive S-20: Saskatchewan Upstream Flaring and Incineration Requirements*, publiée par le gouvernement de la Saskatchewan le 1^{er} novembre 2015, si l'installation est située en Saskatchewan;

c) dans l'autorisation — délivrée par l'Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers ou par l'Office Canada — Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers — relatives à l'évacuation d'émissions et à leur torchage, si l'installation est une installation de production extracôtière;

d) aux articles 3.6 et 7 de la directive 060 intitulée *Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, publiée par l'Alberta Energy Regulator, le 22 mars 2016, dans tout autre cas.

Records — hydrocarbon gas destruction equipment

7 A record in respect of any hydrocarbon gas destruction equipment used at an upstream oil and gas facility must be made of information, with supporting documents, that demonstrates that the requirements related to the destruction of hydrocarbon gas set out in the applicable document referred to in section 6 are satisfied.

Well Completion by Hydraulic Fracturing

Application

8 (1) This section applies to an upstream oil and gas facility that includes a well that undergoes hydraulic fracturing and whose production has a gas-to-oil ratio of at least 53:1, based on the most recent determination of the gas-to-oil ratio prior to the hydraulic fracturing.

No venting

(2) Hydrocarbon gas associated with flowback at a well in an upstream oil and gas facility must not be vented during flowback but must instead be captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Records — hydraulic fracturing

9 A record in respect of each well at an upstream oil and gas facility that undergoes hydraulic fracturing must be made

(a) of the gas-to-oil ratio, based on the most recent determination of the gas-to-oil ratio prior to the hydraulic fracturing; and

(b) if that gas-to-oil ratio is at least 53:1, of information, with supporting documents, that demonstrates that the hydrocarbon gas associated with flowback were captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Non-application — B.C. and Alta.

10 Sections 8 and 9 do not apply in respect of an upstream oil and gas facility that is located in British Columbia or Alberta.

Renseignements à consigner — équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures

7 Pour chaque équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont, doivent être consignés, documents à l'appui, des renseignements qui démontrent que les exigences relatives à la destruction de gaz d'hydrocarbures énoncées dans le document applicable visé à l'article 6 sont satisfaites.

Complétion de puits par fracturation hydraulique

Champ d'application

8 (1) Le présent article s'applique à toute installation de pétrole et de gaz en amont qui comprend un puits où a lieu une fracturation hydraulique et dont la production a un rapport gaz-pétrole d'au moins 53:1, fondé sur la plus récente détermination du rapport gaz-pétrole effectuée avant la fracturation hydraulique.

Interdiction d'évacuer

(2) Les gaz d'hydrocarbures liés au reflux d'un puits ne peuvent, pendant le reflux, être évacués, mais doivent être captés et dirigés vers un équipement soit de conservation soit de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Renseignements à consigner — fracturation hydraulique

9 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque puits d'une installation de pétrole et de gaz en amont où a lieu une fracturation hydraulique :

a) le rapport gaz-pétrole, fondé sur le résultat de la plus récente détermination du rapport gaz-pétrole effectuée avant la fracturation hydraulique;

b) dans le cas où ce rapport gaz-pétrole est d'au moins 53:1, les renseignements qui démontrent que les gaz d'hydrocarbures liés au reflux ont été captés et dirigés vers l'équipement soit de conservation soit de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Non-application — C.-B. et Alb.

10 Les articles 8 et 9 ne s'appliquent pas à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont située en Colombie-Britannique ou en Alberta.

Compressors

Capture or vent emissions — installation date

11 The emissions of hydrocarbon gas from the seals of a centrifugal compressor, or from the rod packings of a reciprocating compressor, at an upstream oil and gas facility must

(a) if the compressor is installed on or after January 1, 2020, be captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment; and

(b) if the compressor is installed before January 1, 2020, be

(i) captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment, or

(ii) routed to a vent.

Measurement of flow rate of emissions

12 (1) The flow rate of emissions of hydrocarbon gas from a vent referred to in subparagraph 11(b)(ii) must be measured — at operating conditions that are representative of the compressor's normal operating conditions during the 90 days before the measurement is taken — by means of a flow meter that is calibrated in accordance with subsection (2) and has a calibration error within 5% of the reference value.

Calibration

(2) The calibration of the flow meter must be carried out in accordance with a standard or method published by

(a) a government of any state or of a subdivision of any state, or any institution of such a state or subdivision;

(b) an international organization of states or an international organization that is established by the governments of states, or any institution of one of those international organizations; or

(c) an organization that develops standards or methods based on consensus and that is internationally recognized as being competent to establish that standard or method.

Initial and subsequent measurements

(3) The flow rate must be measured

(a) initially by January 1, 2021, if the compressor was installed at the facility before January 1, 2020; and

Compresseurs

Capture ou évacuation d'émissions — date d'installation

11 Les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant des joints d'un compresseur centrifuge ou des garnitures de tige d'un compresseur alternatif dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent :

a) si le compresseur est installé le 1^{er} janvier 2020 ou après cette date, être captées et dirigées vers un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures;

b) si le compresseur est installé avant le 1^{er} janvier 2020 :

(i) soit être captées et dirigées vers un équipement soit de conservation soit de destruction de gaz d'hydrocarbures,

(ii) soit être dirigées vers un événement.

Détermination du débit des émissions

12 (1) Le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures provenant d'un événement visé au sous-alinéa 11b)(ii) doit être mesuré — dans des conditions de fonctionnement représentatives des conditions de fonctionnement normales du compresseur pendant les quatre-vingt-dix jours précédant la date de la prise de la mesure — au moyen d'un débitmètre étalonné conformément au paragraphe (2) avec une erreur d'étalonnage à l'intérieur d'une plage de 5 % de la valeur de référence.

Étalonnage

(2) L'étalonnage d'un débitmètre est effectué conformément à une norme ou à une méthode publiées par :

a) le gouvernement d'un État ou d'une subdivision politique d'un État, ou un de ses organismes;

b) une organisation internationale d'États ou une organisation internationale constituée par des gouvernements, ou un de ses organismes;

c) une organisation qui élabore des normes ou des méthodes par consensus et dont les compétences pour établir la norme ou la méthode sont reconnues internationalement.

Mesures initiales et subséquentes

(3) Le débit doit être mesuré :

a) pour la première fois, au plus tard le 1^{er} janvier 2021, si le compresseur est installé dans l'installation avant le 1^{er} janvier 2020;

(b) subsequently, within 365 days after the day on which a previous measurement was taken.

Compressor — flow rate limit

13 (1) If the flow rate of emissions of hydrocarbon gas from a vent, measured in accordance with subsection 12(1), is greater than the following limit, corrective action must be taken to reduce that flow rate below or equal to that limit, as demonstrated by a remeasurement:

(a) in the case that the emissions are from the seals of a centrifugal compressor, the product of 0.17 standard m^3/min and the number of those seals; and

(b) in the case that the emissions are from the rod packings of a reciprocating compressor, the product of 0.023 standard m^3/min and the number of those rod packings.

Remeasurement

(2) The remeasurement must be taken in accordance with subsection 12(1) by the later of

(a) the day that is

(i) in the case that the emissions are from the seals of a centrifugal compressor, the 90th day after the day on which the most recent measurement is taken under subsection 12(3), and

(ii) in the case that the emissions are from the rod packings of a reciprocating compressor, the 30th day after the day on which the most recent measurement is taken under subsection 12(3), and

(b) the day on which the compressor is started up after its next planned shutdown, in the case that the volume of hydrocarbon gas at standard conditions that would be emitted if the hydrocarbon gas in the compressor were purged in order to take the corrective action is greater than the estimated volume of hydrocarbon gas that would, since the day referred to in paragraph (a), be emitted until that next planned shutdown if no corrective action were taken.

Estimated volume

(3) The estimated volume of hydrocarbon gas must be based on the most recent measurement of the flow rate of emissions taken under subsection 12(3) from the vent.

Precision

(4) If there is no measurement of the flow rate of emissions from a vent on which to base an estimation referred

b) par la suite, dans les 365 jours suivant la date de la dernière prise de mesure.

Compresseurs — limite du débit

13 (1) Si le débit des émissions de gaz d'hydrocarbures provenant d'un événement, mesuré conformément au paragraphe 12(1), est supérieur aux limites ci-après, des mesures correctives doivent être prises afin de ramener ce débit dans ces limites, d'après le résultat d'une nouvelle mesure :

a) le produit de 0,17 m^3 normalisé/min et le nombre de joints, dans le cas où les émissions proviennent des joints d'un compresseur centrifuge;

b) le produit de 0,023 m^3 normalisé/min et le nombre de garnitures, dans le cas où les émissions proviennent de garnitures de tige d'un compresseur alternatif.

Nouvelle mesure

(2) La nouvelle mesure doit être prise conformément au paragraphe 12(1), selon celle des dates ci-après qui est postérieure à l'autre :

a) la date qui tombe :

(i) le quatre-vingt-dixième jour suivant la date à laquelle la dernière mesure est prise conformément au paragraphe 12(3), dans le cas des émissions provenant des joints d'un compresseur centrifuge,

(ii) le trentième jour suivant la date à laquelle la dernière mesure est prise conformément au paragraphe 12(3), dans le cas des émissions provenant des garnitures de tige d'un compresseur alternatif;

b) la date de redémarrage du compresseur après son prochain arrêt programmé, si le volume de gaz d'hydrocarbures, dans les conditions normalisées, qui serait émis si les gaz d'hydrocarbures dans le compresseur étaient purgés afin de prendre les mesures correctives dépasse le volume estimé d'hydrocarbures qui serait émis, depuis la date applicable visée à l'alinéa a) jusqu'à ce prochain arrêt programmé, si aucune mesure corrective n'était prise.

Détermination du volume estimé

(3) Le volume estimé de gaz d'hydrocarbures est fondé sur la plus récente mesure du débit des émissions provenant de l'événement prise conformément au paragraphe 12(3).

Précision

(4) S'il n'y a pas de mesure du débit des émissions provenant d'un événement sur laquelle fonder l'estimation visée au

to in subsection (3), a measurement of the flow rate of emissions from the vent must be taken in accordance with subsection 12(1).

Records — compressor vents

14 A record, in respect of each vent referred to in subsection 12(1), must be made of

- (a) for each measurement, including a remeasurement, of the flow rate of emissions from the vent,
 - (i) the serial number of the compressor, along with its make and model,
 - (ii) the measured flow rate,
 - (iii) the date on which the measurement was taken,
 - (iv) the standard or method in accordance with which the flow meter used for the measurement was calibrated, including the name of the entity that published it and the relevant provisions of the standard or method, and
 - (v) the name of the person who took the measurement and, if that person is a corporation, the name of the individual who made it; and
- (b) for each of those measurements that led to the taking of corrective action,
 - (i) a description of the corrective action,
 - (ii) the dates on which that corrective action was taken, and
 - (iii) for each corrective action in relation to a compressor, the volume and estimated volume, determined for the purpose of paragraph 13(2)(b), along with supporting calculations.

Conditional Requirements

Conditions

Application of sections 19 to 33

15 (1) Sections 19 to 33 apply in respect of an upstream oil and gas facility as of the beginning of the first month of the first 12-month period during which the facility produces and receive a combined volume of more than 60 000 standard m³ of hydrocarbon gas determined as follows:

- (a) the greatest combined volume, based on records, of hydrocarbon gas produced and received at the facility during any period of 12 consecutive months within the 60-month period before that first month, if there are

paragraphe (3), le débit des émissions provenant de l'évent doit être mesuré conformément au paragraphe 12(1).

Renseignements à consigner – évent de compresseur

14 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque évent visé au paragraphe 12(1) :

- a) pour chaque mesure du débit des émissions provenant de l'évent :
 - (i) le numéro de série du compresseur ainsi que sa marque et son modèle,
 - (ii) le débit mesuré,
 - (iii) la date de la prise de la mesure,
 - (iv) la norme ou méthode suivie pour l'étalonnage du débitmètre utilisé lors de la prise de mesure, y compris le nom de l'entité qui l'a publié ainsi que les dispositions pertinentes de la norme ou de la méthode,
 - (v) le nom de la personne ayant pris la mesure et, si cette personne est une personne morale, celui de l'individu ayant pris la mesure;
- b) pour chaque mesure du débit ayant mené à la prise des mesures correctives :
 - (i) la description des mesures correctives,
 - (ii) les dates auxquelles les mesures correctives ont été prises,
 - (iii) pour chaque mesure corrective relative à un compresseur, le volume et le volume estimé, déterminés en application de l'alinéa 13(2)b), calculs à l'appui.

Exigences conditionnelles

Conditions

Application des articles 19 à 33

15 (1) Les articles 19 à 33 s'appliquent à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont à compter du début du premier mois de la première période de douze mois au cours de laquelle l'installation produit et reçoit un volume combiné de plus de 60 000 m³ normalisés de gaz d'hydrocarbures correspondant :

- a) au plus grand volume combiné, d'après les renseignements consignés, de gaz d'hydrocarbures produit et reçu dans l'installation au cours de toute période de

records indicating that volume for at least one of those periods of 12 consecutive months;

(b) the volume that is the product of 12 and the monthly average combined volume, based on records, of hydrocarbon gas produced and received at the facility, if there are records indicating that volume for at least one month within that 60-month period but there are no records of that volume for any of those periods of 12 consecutive months; and

(c) the combined volume of hydrocarbon gas that expected to be produced and received at the facility for the 12-month period after that first month, as determined in accordance with the applicable method set out in section 18, in any other case.

Well completion

(2) For the purpose of subsection (1), if a well at the facility undergoes well completion during a given month, the portion of the combined volume referred to in that subsection that corresponds to the production of hydrocarbon gas from the well must be based on the volume of hydrocarbon gas expected to be produced by the well for the 12-month period after the given month, as determined in accordance with the applicable method set out in section 18.

Records — non-application

16 If none of sections 19 to 33 apply, for a given month, in respect of an upstream oil and gas facility, a record, with supporting documents, must be made

(a) of the gas-to-oil ratio and the volume of the hydrocarbon liquid produced or expected to be produced, expressed in standard m^3 , during the given month;

(b) of the combined volume of hydrocarbon gas produced and received referred to in paragraph 15(1)(a) or (b) or of the combined volume referred to in paragraph 15(1)(c), as the case may be; and

(c) for a well at the facility that undergoes well completion during the given month, of the volume expected to be produced by the well referred to in subsection 15(2).

Records — first month of application

17 A record must be made of the following information in respect of the first month as of which an upstream oil and gas facility produces and receives a combined volume of

douze mois consécutifs au cours des soixante mois précédant ce premier mois, s'il y a des renseignements consignés indiquant ce volume pour au moins une de ces périodes de douze mois consécutifs;

b) au produit de douze et de la moyenne mensuelle du volume combiné, d'après les renseignements consignés, de gaz d'hydrocarbures produit et reçu dans l'installation, s'il y a des renseignements consignés indiquant ce volume pour au moins un mois au cours de cette période de soixante mois et s'il n'existe aucun renseignement sur ce volume pour aucune de ces périodes de douze mois consécutifs;

c) au volume combiné de gaz d'hydrocarbures qui devrait être produit et reçu dans l'installation au cours des douze mois suivant ce premier mois, déterminé conformément aux méthodes applicables visées à l'article 18, dans tout autre cas.

Complétion d'un puits

(2) Pour l'application du paragraphe (1), si un puits dans une installation fait l'objet d'une complétion, au cours d'un mois donné, la portion du volume combiné visé à ce paragraphe qui correspond au volume de gaz d'hydrocarbures produit par ce puits est fondée sur le volume que ce puits devrait produire au cours des douze mois suivant ce mois donné, déterminé selon l'une des méthodes applicables visées à l'article 18.

Renseignements à consigner — non-application

16 Si aucun des articles 19 à 33 ne s'applique, pour un mois donné, à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont, les renseignements ci-après doivent être consignés, documents à l'appui :

a) le rapport gaz-pétrole et le volume d'hydrocarbures liquides produit ou devant être produit, exprimé en m^3 normalisés, au cours de ce mois donné;

b) le volume combiné de gaz d'hydrocarbures produit et reçu visé aux alinéas 15(1)a) ou b) ou le volume combiné visé à l'alinéa 15(1)c);

c) dans le cas où un puits de l'installation a fait l'objet d'une complétion au cours de ce mois donné, le volume devant être produit par ce puits en application du paragraphe 15(2).

Consignation — premier mois d'application

17 Les renseignements ci-après doivent être consignés à l'égard du premier mois à compter duquel une installation de pétrole et de gaz en amont produit et reçoit un volume

more than 60 000 standard m³ of hydrocarbon gas as determined in accordance with subsection 15(1):

- (a) the month and the calendar year in which it occurs; and
- (b) the combined volume of hydrocarbon gas produced and received referred to in paragraph 15(1)(a) or (b) or the combined volume referred to in paragraph 15(1)(c), as the case may be.

Determination of Volume of Gas

Documents containing applicable methods

18 (1) For the purpose of sections 15 and 19, the volume of hydrocarbon gas produced, received, vented or destroyed at, or delivered from, an upstream oil and gas facility must be determined in accordance with the applicable method set out in

- (a) the document entitled *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations*, published by the Oil and Gas Commission of British Columbia on June 1, 2013, if the facility is located in British Columbia;
- (b) the document entitled *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* and commonly referred to as Directive PNG017, published by the Government of Saskatchewan on April 1, 2016 (version 2.0), if the facility is located in Saskatchewan;
- (c) the document entitled *Measurement Guidelines under the Newfoundland and Labrador and Nova Scotia Offshore Areas Drilling and Production Regulations* published jointly by the Canada–Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board and the Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board in September 2011, if the facility is located offshore; and
- (d) the document entitled *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* and commonly referred to as AER Directive 017, published by the Alberta Energy Regulator on March 31, 2016, in any other case.

Directives PNG017 and AER 017 — section 12.2.2

(2) In Section 12.2.2 of the Saskatchewan Directive PNG017 and of the AER Directive 017 the reference to “ volume exceeding 2.0 10³ m³/day ” is to be read as “ volume exceeding 500 m³/day ”.

combiné de plus de 60 000 m³ normalisés de gaz d'hydrocarbures établi conformément au paragraphe 15(1) :

- a) le mois de l'année civile en cause;
- b) le volume combiné de gaz d'hydrocarbures produit et reçu visé aux alinéas 15(1)a) ou b) ou le volume combiné visé à l'alinéa 15(1)c).

Détermination du volume de gaz

Documents comportant les méthodes applicables

18 (1) Pour l'application des articles 15 et 19, le volume de gaz d'hydrocarbures produit, reçu, évacué ou détruit dans l'installation de pétrole et de gaz en amont ou livré à partir de cette installation est établi conformément à la méthode applicable prévue dans :

- a) le document intitulé *Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations*, publié par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique le 1^{er} juin 2013, si l'installation est située en Colombie-Britannique;
- b) le document intitulé *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* et communément appelé Directive PNG017, publié par le gouvernement de la Saskatchewan, le 1^{er} avril 2016 (version 2.0), si l'installation est située en Saskatchewan;
- c) le document intitulé *Measurement Guidelines under the Newfoundland and Labrador and Nova Scotia Offshore Areas Drilling and Production Regulations* publié conjointement par l'Office Canada — Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada — Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, publié en septembre 2011, si l'installation est extracôtière;
- d) le document intitulé *Measurement Requirements for Oil and Gas Operations* et communément appelé Directive 017 de l'AER, publié par l'Alberta Energy Regulator le 31 mars 2016, dans tout autre cas.

Directives PNG017 et 017 de l'AER — article 12.2.2

(2) Pour l'application du paragraphe (1), à l'article 12.2.2 de la directive PNG017 de la Saskatchewan et de la directive 017 de l'AER, la mention « volume exceeding 2.0 10³ m³/day » vaut mention de « volume exceeding 500 m³/day ».

Venting Limit

250 standard m³/month

19 (1) An upstream oil and gas facility must not, for any month other than an excluded month, vent more than 250 standard m³ of hydrocarbon gas unless the venting is required to respond to an emergency situation by avoiding the threat of significant damage or injury, or death.

Notification of emergency

(2) An operator for the upstream oil and gas facility must, as soon as feasible, notify the Minister in writing of any venting in an emergency situation, along with the following information:

- (a)** the information referred to in section 4 of Schedule 3;
- (b)** an indication of the volume of hydrocarbon gas vented, expressed in standard m³; and
- (c)** a description of the emergency situation.

Excluded month

(3) A month is excluded if an operator for the facility demonstrates that — for the 12 consecutive months before the month — the combined volume of hydrocarbon gas that were vented or destroyed at, or delivered from, the facility was less than 40 000 standard m³.

Records — volumes of hydrocarbon gas

20 (1) For each month that an upstream oil and gas facility is subject to subsection 19(1), a record, with supporting documents, must be made of

- (a)** the volume of hydrocarbon gas produced at the facility, expressed in standard m³, along with the gas-to-oil ratio and the volume of hydrocarbon liquid produced, expressed in standard m³;
- (b)** the volume of hydrocarbon gas received at the facility, expressed in standard m³; and
- (c)** the volume of hydrocarbon gas vented at the facility, expressed in standard m³.

Records — excluded months

(2) For each month excluded under subsection 19(3), a record, with supporting documents, must — for each month during which the facility operated in the 12 consecutive months before the month — be made of the

Limite d'évacuation

250 m³ normalisés/mois

19 (1) Une installation de pétrole et de gaz en amont ne peut évacuer, au cours d'un mois autre qu'un mois exclu, plus de 250 m³ normalisés de gaz d'hydrocarbures, sauf si l'évacuation est nécessaire pour remédier à une situation urgente pouvant causer des dommages importants, des blessures graves ou la mort.

Avis d'urgence

(2) Tout exploitant d'une l'installation de pétrole et de gaz en amont doit, aussitôt que possible, envoyer au ministre un avis par écrit de toute évacuation faite en situation d'urgence qui comporte :

- a)** les renseignements visés à l'article 4 de l'annexe 3;
- b)** une indication du volume de gaz d'hydrocarbures évacué, exprimé en m³ normalisés;
- c)** une description de l'urgence en cause.

Mois exclu

(3) Un mois est exclu si l'exploitant de l'installation établit que — au cours d'une période de douze mois consécutifs précédant ce mois — le volume combiné de gaz d'hydrocarbures évacué ou détruit dans l'installation ou livré à partir de celle-ci est inférieur à 40 000 m³ normalisés.

Renseignements à consigner — volume de gaz d'hydrocarbures

20 (1) Les renseignements ci-après doivent être consignés, documents à l'appui, pour chaque mois au cours duquel une installation de pétrole et de gaz en amont est assujettie au paragraphe 19(1) :

- a)** le volume de gaz d'hydrocarbures produit à l'installation, exprimé en m³ normalisés, le rapport gaz-pétrole ainsi que le volume d'hydrocarbures liquides produit, exprimé en m³ normalisés;
- b)** le volume de gaz d'hydrocarbures reçu dans l'installation, exprimé en m³ normalisés;
- c)** le volume de gaz d'hydrocarbures évacué à l'installation, exprimé en m³ normalisés.

Renseignements à consigner — mois exclu

(2) Pour chaque mois exclu en application du paragraphe 19(3), doit être consigné, documents à l'appui, le volume de gaz d'hydrocarbures évacué ou détruit à l'installation ou livré à partir de celle-ci pour chaque mois au

volume of hydrocarbon gas vented or destroyed at, or delivered from, the facility.

Leak Detection and Repair Program

Inspections

21 (1) An equipment component at an upstream oil and gas facility — other than a facility that consists only of a single wellhead with gathering pipelines connected to it — that operates for at least one day in a four-month period must be inspected for the release of hydrocarbons by means of an eligible leak detection instrument every four months and at least 60 days after a previous inspection.

Eligible leak detection instruments

(2) The following leak detection instruments are eligible:

- (a)** a portable monitoring instrument if it
 - (i)** meets the specifications set out in Section 6 of EPA Method 21,
 - (ii)** is operated in accordance with the requirements of Section 8.3 of EPA Method 21 to the extent those requirements are consistent with its manufacturer's recommendations,
 - (iii)** is calibrated in accordance with Sections 7, 8.1, 8.2 and 10 of EPA Method 21 before it is used, for each day on which it is used, and
 - (iv)** undergoes a calibration drift assessment after its last use on each of those days in accordance with the requirements set out in Section 60.485a(b)(2) of Subpart VVa, entitled *Standards of Performance for Equipment Leaks of VOC in the Synthetic Organic Chemicals Manufacturing Industry for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After November 7, 2006*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States;
- (b)** an optical gas-imaging instrument if it is capable of imaging gas that is
 - (i)** in the spectral range for the compound of highest concentration in the hydrocarbon gas to be measured,
 - (ii)** half methane and half propane at a total concentration of at most 500 ppmv and at a flow rate of at least 60 g/h leaking from an orifice that is 0.635 cm in diameter, and

cours duquel l'installation était en activité au cours d'une période de douze mois consécutifs précédant ce mois.

Programme de détection et de réparation des fuites

Inspections

21 (1) Tout composant d'équipement utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont ayant été en activité pendant au moins un jour au cours d'une période de quatre mois — autre qu'une installation composée uniquement d'une seule tête de puits avec des conduites de collecte connectées à celle-ci — doit être inspecté pour les rejets d'hydrocarbures au moyen d'instrument de détection des fuites admissible tous les quatre mois et à au moins soixante jours d'intervalle.

Instruments de détection des fuites admissibles

(2) Les instruments de détection des fuites admissibles sont les suivants :

- a)** un instrument de surveillance portatif qui remplit les conditions suivantes :
 - (i)** il est conforme aux exigences énoncées à l'article 6 de la méthode 21 de l'EPA,
 - (ii)** il est utilisé conformément aux exigences de l'article 8.3 de la méthode 21 de l'EPA, pour autant qu'elles soient compatibles avec les recommandations du fabricant,
 - (iii)** il est étalonné conformément aux articles 7, 8.1, 8.2 et 10 de la méthode 21 de l'EPA, avant son utilisation, chaque jour où il est utilisé,
 - (iv)** après sa dernière utilisation chaque jour où il est utilisé, il fait l'objet d'une évaluation de la dérive de l'étalonnage conformément aux exigences énoncées à l'article 60.485a(b)(2) de la sous-partie VVa, intitulée *Standards of Performance for Equipment Leaks of VOC in the Synthetic Organic Chemicals Manufacturing Industry for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After November 7, 2006*, figurant à la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis;
- b)** un instrument optique de visualisation des gaz capable de réaliser l'imagerie des gaz qui sont :
 - (i)** à l'intérieur de la plage spectrale pour le composé dont la concentration est la plus élevée parmi les gaz d'hydrocarbures à mesurer,
 - (ii)** composés à 50 % de méthane et à 50 % de propane à une concentration totale d'au plus 500 ppmv

(iii) at the viewing distance determined in accordance with the requirements of the alternative work practice of the Environmental Protection Agency of the United States set out in Sections 60.18(h)(7)(i)(2)(i) to (v) of Section 60.18, entitled *General control device and work practice requirements*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States; and

(c) another type of instrument whose use at the facility has been approved by the Minister on application by an operator for the facility.

Operation and maintenance

(3) An eligible leak detection instrument must be operated and maintained in accordance with the recommendations, if any, of its manufacturer.

Training

(4) The inspection referred to in subsection (1) must be conducted by an individual who, not more than five years before the inspection, has received training in

(a) the operation and maintenance, in accordance with subsection (3), of eligible leak detection instruments; and

(b) the calibration requirements

(i) set out in subparagraphs (2)(a)(iii) and (iv) for eligible portable monitoring instruments, and

(ii) set out in the Minister's approval under subsection 22(2) for other types of eligible leak detection instruments, if the approval includes calibration requirements.

Application – other types of instruments

22 (1) The application referred to in paragraph 21(2)(c) must

(a) include the information that was provided for the purpose of obtaining the approval, along with a document attesting to that approval, if the other type of instrument has been approved for use in detecting a leak of hydrocarbons

(i) under Sections 60.5398a and 60.5402a of Subpart OOOOa entitled *Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Facilities for which Construction, Modification or Reconstruction Commenced After September 18, 2015*, in Part 60 of Title 40, Chapter I of the *Code of Federal Regulations* of the United States, or

et à un débit supérieur ou égal à 60 g/h, s'échappant d'un orifice de 0,635 cm de diamètre,

(iii) à la distance d'observation établie conformément aux exigences des pratiques de travail alternatives de l'Environmental Protection Agency des États-Unis énoncées aux articles 60.18(h)(7)(i)(2)(i) à (v) de l'article 60.18, intitulé *General control device and work practice requirements*, figurant à la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis;

(c) tout autre type d'instrument dont l'utilisation dans l'installation a été approuvée par le ministre, à la demande de l'exploitant de cette installation.

Utilisation et entretien

(3) Un instrument de détection des fuites admissible doit être utilisé et entretenu selon les recommandations du fabricant, si de telles recommandations existent.

Formation requise

(4) L'inspection visée au paragraphe (1) est effectuée par un individu ayant, dans les cinq années précédentes, suivi une formation portant sur :

(a) l'utilisation et l'entretien des instruments de détection des fuites admissibles conformément au paragraphe (3);

(b) les exigences relatives à l'étalonnage :

(i) visées aux sous-alinéas (2)a)(iii) et (iv) pour tout instrument de surveillance portatif admissible,

(ii) visées par l'approbation du ministre prévue au paragraphe 22(2) pour tout autre type d'instrument de détection des fuites admissible, si l'approbation comporte de telles exigences.

Demande – autres types d'instruments

22 (1) La demande visée à l'alinéa 21(2)c) :

(a) comporte les renseignements ayant été fournis pour l'obtention de l'approbation de l'instrument, preuve à l'appui, dans le cas où l'utilisation de cet autre type d'instrument a été approuvée pour la détection des fuites d'hydrocarbures :

(i) soit en vertu des articles 60.5398a et 60.5402a de la sous-partie OOOOa intitulée *Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Facilities for which Construction, Modification or Reconstruction Commenced After September 18 2015*, partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis,

(ii) under any other provision, by a government of any state or of a subdivision of any state, or any institution of such a state or subdivision; and

(b) in any other case, based on information obtained by the operator over a period of at least 12 consecutive months, include

(i) an indication of the smallest quantity of hydrocarbons that the instrument is capable of detecting as a leak, including a demonstration of that capability based on a range of operating conditions that are normal at the facility,

(ii) a description of the technology or process used by the instrument to detect leaks, including a description of any conditions on its use,

(iii) a description of how the instrument is used,

(iv) an indication of the repeatability of the instrument for the detection of leaks,

(v) the number and frequency of results obtained from the measurement of leaks,

(vi) an indication of bias in those results, and

(vii) a demonstration that the instrument is capable of detecting a leak of hydrocarbons that is detectable by an optical gas-imaging instrument and has at least the degree of repeatability of an optical gas-imaging instrument.

Approval

(2) The Minister must grant the application and approve the use of the leak detection instrument at the facility — with any modification, or subject to any conditions, that the Minister considers desirable — if the Minister is of the opinion, based on the information provided with the application, that the instrument, when used in the manner as approved, is capable of detecting a leak of hydrocarbons that is detectable by an optical gas-imaging instrument and has at least the degree of repeatability of an optical gas-imaging instrument.

Approval — informing applicant

(3) Without delay after approving the use of the other leak detection instrument, the Minister must inform the applicant of the approval.

Environmental Registry

(4) The Minister must maintain a list of leak detection instruments, as approved under this section, and make

(ii) soit en vertu de toute autre disposition, par le gouvernement d'un État ou d'une subdivision politique d'un État, ou un de leurs organismes;

b) dans tout autre cas, comporte les éléments ci-après, compte tenu des renseignements obtenus par l'exploitant sur une période d'au moins douze mois consécutifs :

(i) une indication précisant la plus petite quantité de fuite d'hydrocarbures que l'instrument est capable de détecter, y compris la démonstration d'une telle capacité, faite à l'intérieur d'une plage de conditions d'exploitation qui est normale pour l'installation,

(ii) une description de la technologie ou du procédé utilisée par l'instrument pour détecter les fuites ainsi que des conditions à respecter lors de l'utilisation de l'instrument,

(iii) une description de la façon dont l'instrument est utilisé,

(iv) une indication précisant la répétabilité de l'instrument de détection des fuites,

(v) le nombre et la fréquence des résultats obtenus à la suite des mesures des fuites,

(vi) une indication sur le biais de ces résultats,

(vii) la démonstration que l'instrument est capable de détecter une fuite d'hydrocarbures qui est détectable au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz et a au moins le degré de répétabilité d'un tel instrument.

Approbatation

(2) Le ministre agréé la demande et approuve l'utilisation de l'instrument de détection des fuites dans l'installation — sous réserve des modifications et conditions qu'il considère souhaitables — lorsqu'il est d'avis que, compte tenu des renseignements fournis dans la demande, l'instrument est capable de détecter une fuite d'hydrocarbures qui est détectable au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz et a au moins le degré de répétabilité d'un tel instrument, s'il est utilisé de la manière précisée dans l'approbatation.

Approbatation — informer le demandeur

(3) Après avoir approuvé l'utilisation de l'autre instrument de détection des fuites, le ministre en informe sans délai le demandeur.

Registre de la protection de l'environnement

(4) Le ministre tient à jour une liste des instruments de détection des fuites, approuvés en vertu du présent article,

it publicly available on the Environmental Registry established under section 12 of the Act.

Refusal

(5) The Minister must refuse the application if the Minister

(a) is of the opinion that the information provided with the application is not adequate to determine whether the instrument is capable of detecting a leak of hydrocarbons that is detectable by an optical gas-imaging instrument and has at least the degree of repeatability of an optical gas-imaging instrument; or

(b) has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false, misleading or incomplete information in the application.

Refusal — informing applicant

(6) Without delay after refusing the application, the Minister must inform the applicant of the refusal, along with the reasons for it.

Leaks

23 (1) A release of hydrocarbons from an equipment component is a leak if

(a) the release consists of at least 500 ppmv of hydrocarbons, as determined by an inspection conducted by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21; or

(b) the release is detected

(i) during an inspection conducted by means of an eligible optical gas-imaging instrument,

(ii) during an inspection conducted by means of another eligible instrument referred to in paragraph 21(2)(c), or

(iii) by means of an auditory method, an olfactory method or a visual method, including the observation of the dripping of hydrocarbon liquids from the equipment component.

Release not considered a leak

(2) A release that is detected under paragraph (1)(b) is no longer considered to be a leak if the equipment component undergoes an inspection conducted by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21 and the release is determined to consist of less than 500 ppmv of hydrocarbons.

et la met à la disposition du public dans le Registre de la protection de l'environnement établi en vertu de l'article 12 de la Loi.

Rejet

(5) Le ministre rejette la demande dans les cas suivants :

a) il est d'avis que les renseignements fournis dans la demande ne permettent pas de déterminer si l'instrument est capable de détecter une fuite d'hydrocarbures qui est détectable au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz et a au moins le degré de répétabilité d'un tel instrument;

b) il a des motifs raisonnables de croire que le demandeur a fourni des renseignements faux, trompeurs ou incomplets.

Rejet — informer le demandeur

(6) Après avoir rejeté la demande, le ministre en informe sans délai le demandeur, motifs à l'appui.

Fuites

23 (1) Le rejet d'hydrocarbures provenant d'un composant d'équipement est une fuite dans les cas suivants :

a) il est supérieur ou égal à 500 ppmv d'hydrocarbures, tel que déterminé au cours d'une inspection effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21;

b) le rejet est détecté :

(i) au cours d'une inspection effectuée au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz admissible,

(ii) au cours d'une inspection effectuée au moyen d'un autre instrument admissible visé à l'alinéa 21(2)c),

(iii) au moyen de méthodes auditives, olfactives ou visuelles, y compris l'observation d'égouttement d'hydrocarbures liquides du composant d'équipement.

Rejet — sans fuite

(2) Le rejet détecté en vertu de l'alinéa (1)(b) n'est plus considéré comme une fuite si le composant d'équipement est inspecté au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21 et s'il est déterminé qu'il est inférieur à 500 ppmv d'hydrocarbures.

Period for repair

24 (1) A leak from an equipment component that is detected, whether as a result of an inspection or otherwise, must be repaired

(a) if the repair can be carried out while the equipment component is operating, within 30 days after the day on which it was detected;

(b) if the equipment component — other than an equipment component that can be repaired while it is operating — is at a facility that is located offshore, within 365 days after the day on which it was detected; and

(c) in any other case, by the end of the next planned shutdown.

Next shutdown

(2) The next shutdown referred to in subparagraph (1)(b)(ii) must be scheduled not later than the date on which the volume of hydrocarbon gas at standard conditions that would be emitted if the hydrocarbon gas in the equipment component were purged in order to carry out the repair is equal to the estimated volume of hydrocarbon gas that would, since the day on which the leak was detected, be emitted until that next shutdown if no repair were made.

Repair

(3) A leak is considered to be repaired if

(a) the equipment component is inspected by means of an eligible portable monitoring instrument in accordance with EPA Method 21; and

(b) the release is determined to consist of less than 500 ppmv of hydrocarbons.

Records

25 (1) A record, with supporting documents, must be made of the following information related to the carrying out of the leak detection and repair program:

(a) for each other type of leak detection instrument that was approved further to an application that included information referred to in paragraph 22(1)(b), the information obtained over a period of at least 12 consecutive months on which the application for the approval of the use of instrument was based;

(b) for each calibration of an eligible leak detection instrument,

(i) the dates of the calibration,

Calendrier de réparations

24 (1) La fuite d'un composant d'équipement détectée, au cours d'une inspection ou d'une quelconque autre façon, doit être réparée :

a) dans les trente jours suivant la date de sa détection, si elle peut être réparée pendant que le composant d'équipement est en fonctionnement;

b) dans les 365 jours suivant la date de sa détection, si le composant d'équipement — autre qu'un composant d'équipement dont la fuite ne peut être réparée pendant qu'il est en fonctionnement — se trouve dans une installation extracôtière;

c) au plus tard à la fin du prochain arrêt programmé, dans tout autre cas.

Prochain arrêt

(2) Le prochain arrêt visé au sous-alinéa (1)b(ii) doit être programmé au plus tard à la date à laquelle le volume d'hydrocarbures, dans les conditions normalisées, qui serait émis si les gaz d'hydrocarbures dans le composant d'équipement étaient purgés pour effectuer les réparations est égal au volume estimé d'hydrocarbures qui serait émis, depuis la date à laquelle la fuite a été détectée jusqu'à ce prochain arrêt, si aucune réparation n'était effectuée.

Réparations

(3) La fuite est considérée réparée si, à la fois :

a) le composant d'équipement est inspecté au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21;

b) il est déterminé que le rejet est inférieur à 500 ppmv d'hydrocarbures.

Consignation

25 (1) Les renseignements ci-après relatifs à la mise en œuvre d'un programme de détection et de réparation des fuites doivent être consignés, documents à l'appui :

a) pour chaque autre type d'instrument de détection des fuites approuvé à la suite d'une demande comportant les éléments visés à l'alinéa 22(1)b), les renseignements obtenus sur une période d'au moins douze mois consécutifs sur lesquels s'est fondé l'exploitant pour présenter la demande d'approbation;

b) pour chaque étalonnage d'un instrument de détection des fuites admissible :

(i) les dates d'étalonnage,

- (ii)** the result of each calibration drift assessment, and
- (iii)** the name, job title, if any, and address of the individual who carried out the calibration;
- (c)** for each inspection of an equipment component,
- (i)** the date of the inspection, along with the name of the individual who conducted it,
- (ii)** the type of equipment component,
- (iii)** the location of the equipment component within the facility or the Global Positioning System (GPS) coordinates of the equipment component,
- (iv)** the type of leak detection instrument used to conduct the inspection, including, if any, its make and model,
- (v)** in the case that an optical gas-imaging instrument referred to in paragraph 21(2)(b) was used to conduct the inspection, the images recorded with an embedded indication of the date and time when they were recorded, along with the GPS coordinates of the place where they were recorded,
- (vi)** in the case that another type of instrument referred to in paragraph 21(2)(c) was used to conduct the inspection, the information obtained as a result of the inspection, along with the date and time when, and the GPS coordinates of the place where, the information was obtained, and
- (vii)** in the case that an inspection resulted in the detection of a leak, an indication of the means, among those set out in subsection 23(1), by which the leak was detected and, in the case of a leak detected by a means set out in paragraph 23(1)(b), an indication as to whether the release was determined in accordance with subsection 23(2) to consist of less than 500 ppmv and, if so, the date of that determination, the name of the person who made that determination — and if that person is a corporation, the name of the individual who made it — and its result, expressed in ppmv, along with the make and model, if any, of the instrument used to make that determination;
- (d)** for each leak detected by a means set out in subparagraph 23(1)(b)(iii) that was not as a result of an inspection,
- (i)** the date on which the leak was detected, along with the name of the individual who detected it,
- (ii)** the type of equipment component,
- (ii)** les résultats de chaque évaluation de la dérive de l'étalonnage,
- (iii)** le nom, le cas échéant, le titre du poste et l'adresse de l'individu qui a réalisé l'étalonnage;
- c)** pour chaque inspection d'un composant d'équipement :
- (i)** la date de l'inspection, ainsi que le nom de l'individu l'ayant effectuée,
- (ii)** le type de composant d'équipement,
- (iii)** l'emplacement du composant d'équipement dans l'installation ou les coordonnées du composant d'équipement selon le système mondial de positionnement (GPS),
- (iv)** le type d'instrument de détection des fuites utilisé pour l'inspection, y compris, le cas échéant, sa marque et son modèle,
- (v)** dans le cas où un instrument optique de visualisation des gaz visé à l'alinéa 21(2)b) a été utilisé pour l'inspection, les images enregistrées avec indication intégrée de l'heure et de la date de leur prise, ainsi que les coordonnées GPS de l'endroit où ces images ont été enregistrées,
- (vi)** dans le cas où un tout autre type d'instrument de détection des fuites visé à l'alinéa 21(2)c) a été utilisé, les renseignements obtenus à la suite de cette inspection, y compris l'heure et la date à laquelle ces renseignements ont été obtenus ainsi que les coordonnées GPS de l'endroit où ils ont été obtenus,
- (vii)** si une fuite a été détectée, une indication précisant le moyen utilisé parmi ceux visés au paragraphe 23(1) pour la détection et, dans le cas d'une fuite détectée par l'un des moyens visés à l'alinéa 23(1)b), une indication précisant si la fuite a été déterminée conformément au paragraphe 23(2), si le rejet est inférieur à 500 ppmv et, dans l'affirmative, le résultat, exprimé en ppmv, la date à laquelle ce résultat a été obtenu et le nom de la personne ayant effectué la détermination et, si cette personne est une personne morale, celui de l'individu ayant effectué cette détermination, ainsi que, le cas échéant, la marque et le modèle de l'instrument utilisé lors de cette détermination;
- d)** pour chaque fuite détectée au moyen d'une des méthodes visées au sous-alinéa 23(1)b)(iii) et non à la suite d'une inspection :
- (i)** la date de la détection, ainsi que le nom de l'individu l'ayant détectée,
- (ii)** le type de composant d'équipement,

- (iii)** the location of the equipment component within the facility or the GPS coordinates of the equipment component, and
 - (iv)** an indication as to whether the release was determined in accordance with subsection 23(2) to consist of less than 500 ppmv and, if so, the date of that determination, the name of the person who made that determination — and if that person is a corporation, the name of the individual who made it — and its result, expressed in ppmv, along with the make and model, if any, of the instrument used to make that determination;
- (e)** for each individual who conducted an inspection and who received training in the operation and maintenance or in the calibration of leak detection instruments,
- (i)** their name, along with the name and business address of their employer, if their employer is not the operator,
 - (ii)** the name and business address of the entity that provided the training, along with the name and job title of the individuals who provided it,
 - (iii)** the dates on which the training was provided and, for each of those dates, the number of hours of training, and
 - (iv)** a description of the training;
- (f)** for each repair of a leak from an equipment component,
- (i)** a description of the steps that were taken to repair the leak, along with the dates on which those steps were taken, and
 - (ii)** the result, expressed in ppmv, of the inspection by means of an eligible portable monitoring system in accordance with EPA Method 21, along with the date on which that result was obtained; and
- (g)** the following information related to a repair that was not carried out within 30 days of the detection of the leak:
- (i)** an indication as to why the equipment component could not be repaired while it was operating, and
 - (ii)** if applicable, the date determined in accordance with subsection 24(2), along with the information and calculation on which that determination was based.
- (iii)** l'emplacement du composant d'équipement dans l'installation ou les coordonnées GPS,
 - (iv)** une indication précisant s'il a été déterminé conformément au paragraphe 23(2) que le rejet est inférieur à 500 ppmv, et, dans l'affirmative, le résultat, exprimé en ppmv, la date de cette détermination et le nom de la personne ayant effectué la détermination et, si cette personne est une personne morale, celui de l'individu ayant effectué cette détermination, ainsi que, le cas échéant, la marque et le modèle de l'instrument utilisé lors de cette détermination;
- e)** pour chaque individu qui effectue une inspection et qui a suivi une formation sur l'utilisation, l'entretien ou l'étalonnage des instruments de détection des fuites :
- (i)** son nom, ainsi que le nom et l'adresse d'affaires de son employeur, si ce dernier n'est pas l'exploitant,
 - (ii)** le nom et l'adresse d'affaires de l'entité qui a donné la formation ainsi que les noms et titres des individus qui ont donné la formation,
 - (iii)** les dates auxquelles la formation a été donnée et, pour chaque date, le nombre d'heures de formation,
 - (iv)** une description de la formation;
- f)** pour chaque réparation d'une fuite provenant d'un composant d'équipement, les renseignements suivants :
- (i)** la description des démarches entreprises apportées pour réparer la fuite, ainsi que les dates auxquelles celles-ci ont été apportées,
 - (ii)** le résultat, exprimé en ppmv, de l'inspection effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif admissible conformément à la méthode de l'EPA 21, ainsi que la date à laquelle le résultat a été obtenu,
- g)** les renseignements ci-après sur les réparations qui n'ont pas été effectuées dans les trente jours suivant la détection d'une fuite :
- (i)** les raisons pour lesquelles il n'était possible de les effectuer alors que le composant d'équipement était en fonctionnement,
 - (ii)** le cas échéant, la date déterminée conformément au paragraphe 24(2) ainsi que les données et les calculs ayant mené à cette détermination.

Document-keeping

(2) A copy of the following documents must be kept:

- (a)** each recommendation of the manufacturer for the operation and maintenance of each eligible leak detection instrument used; and
- (b)** each approval under subsection 22(2).

Pneumatic Controllers and Pneumatic Pumps

Pneumatic controllers — compressors \geq 745 kW

26 (1) A pneumatic controller at an upstream oil and gas facility must not function using hydrocarbon gas, if the sum of the rated power of the compressors that are used at the facility is 745 kW or more.

Pneumatic controllers — compressors $<$ 745 kW

(2) If the sum of the rated power of the compressors that are used at the facility is less than 745 kW, a pneumatic controller that is used at the facility must not function using hydrocarbon gas, unless it is operated at an operational setting specified by the manufacturer such that its design bleed rate for that operational setting is less than or equal to 0.17 standard m^3/h .

Non-application — pneumatic controllers

(3) Subsections (1) and (2) do not apply in respect of a pneumatic controller for a calendar year if an operator for the facility at which the pneumatic controller is used provides the Minister with the information in respect of the calendar year set out in Schedule 1, along with information that establishes that, because of the need for the pneumatic controller to have an adequate response time to control a process in the facility's production activities,

- (a)** a pneumatic controller referred to in subsection (1) must function using hydrocarbon gas; and
- (b)** a pneumatic controller referred to in subsection (2) must operate at an operational setting specified by the manufacturer such that its design bleed rate for that operational setting is more than 0.17 standard m^3/h .

Records — pneumatic controllers

27 A record, in respect of each pneumatic controller used at an upstream oil and gas facility that functions using

Conservation des documents

(2) Une copie des documents ci-après doit être conservée :

- a)** s'il y a lieu, les recommandations du fabricant sur l'utilisation et l'entretien de tout instrument de détection des fuites admissible utilisé;
- b)** l'approbation prévue au paragraphe 22(2).

Régulateurs pneumatiques et pompes pneumatiques

Régulateur pneumatique — compresseur \geq 745 kW

26 (1) Aucun régulateur pneumatique dans une installation de pétrole et de gaz en amont ne peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures si la somme de la puissance nominale des compresseurs qui sont utilisés dans l'installation est de 745 kW ou plus.

Régulateur pneumatique — compresseur $<$ 745 kW

(2) Si la somme de la puissance nominale des compresseurs qui sont utilisés dans l'installation est de moins de 745 kW, le régulateur pneumatique ne peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures, à moins de se conformer à un ensemble de conditions de fonctionnement précisé par le fabricant pour lequel le taux de purge nominal est inférieur ou égal à 0,17 m^3 normalisé/h.

Non-application — régulateur pneumatique

(3) Les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas à l'égard d'un régulateur pneumatique pour une année civile, si l'exploitant de l'installation fournit au ministre, pour l'année civile, les renseignements visés à l'annexe 1, ainsi que les renseignements permettant de démontrer qu'il est nécessaire pour que le régulateur ait un temps de réponse suffisant pour contrôler un procédé faisant partie des activités de production de l'installation :

- a)** que le régulateur pneumatique visé au paragraphe (1) fonctionne au moyen de gaz d'hydrocarbures;
- b)** que le régulateur pneumatique visé au paragraphe (2) fonctionne en conformité avec un ensemble de conditions de fonctionnement précisé par le fabricant pour lequel le taux de purge nominal est supérieur à 0,17 m^3 normalisé/h.

Renseignements à consigner — régulateur pneumatique

27 Les renseignements ci-après doivent être consignés pour chaque régulateur pneumatique utilisé dans une

hydrocarbon gas and that is subject to subsection 26(2) must be made of

- (a)** the identifier for the pneumatic controller;
- (b)** an indication as to whether the pneumatic controller is used for any of the following purposes or an indication of any other purpose for which it is used:
 - (i)** for controlling pressure or flow rate,
 - (ii)** for controlling liquid levels,
 - (iii)** for controlling temperature,
 - (iv)** as a transducer,
 - (v)** as a positioner, or
 - (vi)** as an emergency response device; and
- (c)** its operational setting, including its supply pressure and, if any, its band setting, along with its design bleed rate for that operational setting.

Pneumatic Pumps

28 (1) Unless an operator for an upstream oil and gas facility has a permit issued in accordance with subsection 30(2), a pneumatic pump used at the facility must not function using hydrocarbon gas if the pump has, in a month, pumped more than 20 L of liquid per day on average over the month.

Demonstration of quantity of liquid pumped

(2) An operator of the facility must, for each pump that operates in a month at the facility, demonstrate the quantity of liquids pumped per day on average over the month by means of

- (a)** a record of the quantity of liquid pumped during that month; or
- (b)** documents that establish that the pump could not have pumped more than 20 L of liquid per day on average over the month.

Non-application of subsection (2)

(3) Subsection (2) no longer applies in respect of the pump as of the end of a month for which the pump operates at the facility and there are records of the quantity of liquid it pumped, or other documents, establishing that the pump pumped, or could have pumped, more than 20 L of liquid per day on average over the month.

installation de pétrole et de gaz en amont fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures et assujéti au paragraphe 26(2) :

- a)** l'identifiant du régulateur pneumatique;
- b)** une indication précisant pour laquelle des fins ci-après le régulateur pneumatique est utilisé ou précisant tout autre fin pour laquelle il est utilisé :
 - (i)** le contrôle de la pression ou du débit,
 - (ii)** le contrôle du niveau de liquide,
 - (iii)** le contrôle de la température,
 - (iv)** comme transducteur,
 - (v)** comme positionneur,
 - (vi)** comme dispositif d'urgence;
- c)** l'ensemble des conditions de fonctionnement du régulateur pneumatique, notamment sa pression d'alimentation et, le cas échéant, le réglage de sa bande, ainsi que le taux de purge nominal correspondant à cet ensemble de conditions.

Pompe pneumatique

28 (1) Une pompe pneumatique utilisée dans une installation de pétrole et de gaz en amont ne peut fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures si elle a pompé en moyenne plus de 20 L de liquide par jour au cours d'un mois donné, à moins que l'exploitant de l'installation ne soit titulaire d'un permis délivré en vertu du paragraphe 30(2).

Démonstration — quantité de liquide pompé

(2) L'exploitant de l'installation doit, pour chaque pompe en fonction au cours d'un mois donné, démontrer la quantité de liquide que cette dernière a pompé en moyenne par jour au cours d'un mois :

- a)** soit en consignnant la quantité de liquide pompé durant ce mois;
- b)** soit au moyen des documents établissant que la pompe n'a pas pu pomper en moyenne plus de 20 L de liquide par jour au cours de ce mois.

Non-application du paragraphe (2)

(3) Le paragraphe (2) cesse de s'appliquer à l'égard d'une pompe à compter de la fin d'un mois au cours duquel elle a été utilisée dans une installation et s'il est établi, au moyen des renseignements consignés sur la quantité de liquide pompé ou d'autres documents, que la pompe a pompé ou aurait pu pomper plus de 20 L de liquide en moyenne par jour au cours de ce mois.

Non-application — conservation or destruction equipment

29 (1) Subsections 26(1) and (2) and 28(1) and (2) do not apply in respect of a pneumatic controller or pneumatic pump if hydrocarbon emissions from it are captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Tagging of not being subject

(2) A pneumatic controller or pneumatic pump that is referred to in subsection 26(3) or 28(3) must be tagged to indicate that it is not subject to subsections 26(1), (2) or 28(1) or an entry to that effect must be made in an electronic tracking system.

Tagging of design bleed rate

(3) A pneumatic controller that is referred to in paragraph 26(3)(a) must be tagged to indicate its design bleed rate for its operational setting or an entry to that effect must be made in an electronic tracking system.

Identifier

(4) The tag or the entry referred to in subsection (2) or (3) must also include an identifier for the pneumatic controller or the pneumatic pump.

Permit — pneumatic pumps

30 (1) An operator for an upstream oil and gas facility may, on or before June 30, 2022, apply to the Minister for a permit to have a pneumatic pump at the facility function using hydrocarbon gas while its hydrocarbon emissions are not captured and routed to hydrocarbon gas conservation equipment or hydrocarbon gas destruction equipment.

Issuance of the permit

(2) The Minister must issue the permit if the application contains the information set out in Schedule 2 and documents that establish that

(a) there are reasonable grounds to conclude that it is not feasible, technically or economically, for the applicant to have the pneumatic pump function at the facility without using hydrocarbon gas or to have the pneumatic pump function using hydrocarbon gas while its

Non-application — équipement de conservation ou de destruction

29 (1) Les paragraphes 26(1) et (2) et 28(1) et (2) ne s'appliquent pas à l'égard d'un régulateur pneumatique ni à l'égard d'une pompe pneumatique dont les émissions d'hydrocarbures sont captées et dirigées vers un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures ou un équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Étiquetage de non-assujettissement

(2) Le régulateur pneumatique ou la pompe pneumatique visés aux paragraphes 26(3) ou 28(3) doivent être étiquetés de manière à signaler qu'ils ne sont pas assujettis aux paragraphes 26(1), (2) ou 28(1) ou une mention à cet effet doit être inscrite dans un système de suivi électronique.

Étiquetage du taux de purge nominal

(3) Le régulateur pneumatique visé à l'alinéa 26(3)a) doit être étiqueté de manière à signaler son taux de purge nominal correspondant à l'ensemble des conditions de son fonctionnement ou une mention à cet effet doit être inscrite dans un système de suivi électronique.

Identifiant

(4) L'étiquette ou la mention visées aux paragraphes (2) ou (3) doivent également comporter un identifiant du régulateur pneumatique ou de la pompe pneumatique.

Permis — pompe pneumatique

30 (1) L'exploitant d'une installation de pétrole et de gaz en amont peut, le 30 juin 2022 ou avant cette date, présenter au ministre une demande de permis en vue d'utiliser à l'installation une pompe pneumatique fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures lorsque ses émissions d'hydrocarbures ne sont pas captées et dirigées vers un équipement soit de conservation soit de destruction de gaz d'hydrocarbures.

Délivrance de permis

(2) Le ministre délivre le permis si la demande comporte les renseignements visés à l'annexe 2, ainsi que les documents établissant que :

a) il existe des motifs raisonnables de conclure que, pour des raisons techniques ou économiques, le demandeur n'est pas en mesure d'utiliser dans l'installation une pompe pneumatique ne fonctionnant pas au moyen de gaz d'hydrocarbures ou une pompe

hydrocarbon emissions are captured and routed to an emissions control device, including grounds based on

- (i) the capital, operating and maintenance costs of any modifications at the facility to achieve that objective, and
 - (ii) the avoided costs and any economic benefits arising from the incurring of those capital, operating and maintenance costs; and
- (b) the applicant has a plan that
- (i) involves taking steps to minimize the emission of hydrocarbon gas from the pneumatic pump, including steps such as adjusting the capacity of the pump or its operational settings so as to achieve the desired rate of injection of chemicals from the pump with the least possible emissions, along with a schedule to implement the plan, and
 - (ii) can reasonably be regarded as feasible for the purpose of permitting the facility to comply with subsection 28(1) by January 1, 2026.

Duration

(3) A permit takes effect on January 1, 2023 and expires on the earliest of

- (a) the day on which the pneumatic pump ceases to function using hydrocarbon gas,
- (b) the day on which the hydrocarbon emissions from the pneumatic pump begins to be captured and routed to an emissions control device, and
- (c) December 31, 2025.

Refusal of application

(4) The Minister must refuse the application if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in the application.

Other Equipment

Pipes and hatches

31 The open end of a pipe, and a hatch, at an upstream oil and gas facility must be closed — other than during an operation at the facility that requires the pipe or hatch to be open — in such a way as to minimize the emission of hydrocarbon gas.

pneumatique fonctionnant au moyen de gaz d'hydrocarbures lorsque ses émissions de gaz d'hydrocarbures sont captées et dirigées vers un dispositif de contrôle des émissions, notamment :

- (i) les coûts en capital et les dépenses d'exploitation et d'entretien de toute modification à l'installation pour atteindre cet objectif,
 - (ii) les coûts évités et les avantages économiques qui découleraient de l'engagement de ces coûts en capital et dépenses d'exploitation et d'entretien;
- b) le demandeur a un plan :
- (i) qui comporte les démarches entreprises afin de minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant de la pompe pneumatique, notamment des mesures de réglage de sa capacité ou de l'ensemble de ses conditions de fonctionnement afin d'obtenir le moins d'émissions possible pour le taux d'injection souhaité de produits chimiques, accompagné d'un échéancier pour la réalisation de ce plan,
 - (ii) qui peut être considéré comme permettant l'installation de se conformer au paragraphe 28(1) au plus tard le 1^{er} janvier 2026.

Durée du permis

(3) Le permis prend effet le 1^{er} janvier 2023 et expire selon la première des éventualités suivantes à survenir :

- a) la date à laquelle la pompe pneumatique cesse de fonctionner au moyen de gaz d'hydrocarbures;
- b) le premier jour où les émissions d'hydrocarbures provenant de la pompe pneumatique sont captées et dirigées vers un dispositif de contrôle des émissions;
- c) le 31 décembre 2025.

Rejet de la demande

(4) Le ministre rejette la demande s'il a des motifs raisonnables de croire que le demandeur a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande de permis.

Autres équipements

Conduite et trappe d'accès

31 L'extrémité ouverte d'une conduite et la trappe d'accès dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent être fermées de façon à minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures, sauf si leur ouverture est requise pour des raisons opérationnelles.

Sampling systems and pressure relief devices

32 A sampling system or a pressure relief device at an upstream oil and gas facility must be installed and operated in such a way as to minimize the emission of hydrocarbon gas from the system or the pressure relief device.

Revocation of Permit or Approval

Subsection 22(2) or 30(2)

33 (1) The Minister must revoke an approval issued under subsection 22(2) or a permit issued under subsection 30(2) if the Minister has reasonable grounds to believe that the applicant has provided false or misleading information in their application for the permit or the approval.

Conditions for revocation

(2) The Minister must not revoke a permit or approval unless the Minister has provided the applicant with

- (a)** written reasons for the proposed revocation; and
- (b)** an opportunity to be heard, by written representation, in respect of the proposed revocation.

Administration

Registration

Registration report

34 (1) An upstream oil and gas facility must be registered by providing the Minister with a registration report for the facility that contains the information set out in Schedule 3.

Date of registration

(2) The facility must be registered not later than 60 days after the later of the day on which these Regulations are registered under section 5 of the *Statutory Instruments Act* and the day on which the facility begins operations.

Updated information

(3) If the information provided in the registration report changes, a notice to that effect that contains the updated information and the information referred to in item 4 of Schedule 3 must, not later than six months after the change, be provided to the Minister.

Système d'échantillonnage et limiteur de pression

32 Le système d'échantillonnage et le limiteur de pression dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent être installés et utilisés de façon à minimiser les émissions de gaz d'hydrocarbures.

Révocation de permis ou de l'approbation

Paragraphe 22(2) ou 30(2)

33 (1) Le ministre révoque l'approbation accordée en vertu du paragraphe 22(2) ou le permis délivré en vertu du paragraphe 30(2) s'il a des motifs raisonnables de croire que le titulaire a fourni des renseignements faux ou trompeurs dans sa demande de permis ou d'approbation.

Conditions de révocation

(2) Il ne peut toutefois révoquer le permis ou l'approbation que si, à la fois :

- a)** il a avisé par écrit le titulaire des motifs de la révocation projetée;
- b)** il lui a donné la possibilité de présenter des observations par écrit à cet égard.

Administration

Enregistrement

Rapport d'enregistrement

34 (1) Une installation de pétrole et de gaz en amont doit être enregistré en faisant parvenir au ministre le rapport d'enregistrement de l'installation qui comporte les renseignements visés à l'annexe 3.

Délai d'enregistrement

(2) L'enregistrement doit se faire au plus tard soixante jours après soit la date d'enregistrement du présent règlement en vertu de l'article 5 de la *Loi sur les textes réglementaires*, soit, si elle est postérieure, la date où l'installation entre en activité.

Mise à jour des renseignements

(3) En cas de changement des renseignements fournis au ministre dans le rapport d'enregistrement, au plus tard dans les six mois suivant ces changements, un avis à cet effet qui comporte les renseignements à jour et les renseignements visés à l'article 4 de l'annexe 3 est fourni au ministre.

Record-making and Keeping of Documents

Records — deadline

35 (1) A record that is required to be made under these Regulations must be made within 30 days after the day on which the information to be recorded becomes available.

Five-year period

(2) The record, along with supporting documents, and any document that is required to be kept under these Regulations, must be kept for five years.

Place kept

(3) The records and documents must be kept at the upstream oil and gas facility to which they relate or at another place in Canada where they can be inspected and, in the latter case, an operator for that facility must, as soon as feasible, provide the Minister with the civic address of that other place or, if the civic address is not available,

(a) the legal subdivision within which the other place is located, if that other place is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta; and

(b) the latitude and longitude of that other place, in any other case.

Change of place

(4) If the other place changes, the operator must, within 30 days after the change, provide the Minister with the information that is required by subsection (3) in respect of the new place.

Provision of records

(5) On the Minister's request, the operator must, without delay, provide any of the records or documents kept to the Minister.

Related Amendment to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

36 The schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act,*

Consignation et conservation des documents

Délai de consignation

35 (1) Les renseignements à consigner en vertu du présent règlement doivent l'être au plus tard dans les trente jours suivant la date à laquelle ils deviennent disponibles.

Période de cinq ans

(2) Les renseignements consignés, documents à l'appui, et tout autre document à conserver en vertu du présent règlement sont conservés pendant une période de cinq ans.

Lieu de conservation

(3) Ces renseignements et documents sont conservés dans l'installation de pétrole et de gaz en amont en cause ou dans un autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés. Dans ce dernier cas, l'exploitant de cette installation informe dès que possible le ministre de l'adresse municipale du lieu ou, à défaut, lui remet l'un des renseignements suivants :

a) dans le cas d'un lieu situé au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision légale où il se trouve;

b) dans tout autre cas, les latitude et longitude de ce lieu.

Changement de lieu

(4) Si le lieu change, l'exploitant remet au ministre, dans les trente jours suivant le changement, les renseignements visés au paragraphe (3) relativement à ce nouveau lieu.

Fourniture

(5) Sur demande du ministre, l'exploitant lui fournit sans délai tout renseignement et document conservés.

Modification connexe au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

36 L'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection*

1999)¹ is amended by adding the following item in numerical order:

	Column 1	Column 2
Item	Regulations	Provisions
30	<i>Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)</i>	<p>(a) section 4</p> <p>(b) section 6</p> <p>(c) subsection 8(2)</p> <p>(d) section 11</p> <p>(e) subsection 13(1)</p> <p>(f) subsection 19(1)</p> <p>(g) subsection 21(1)</p> <p>(h) subsection 24(1)</p> <p>(i) subsections 26(1) and (2)</p> <p>(j) subsection 28(1)</p> <p>(k) section 31</p> <p>(l) section 32</p>

Coming into Force

January 1, 2020

37 (1) Subject to subsection (2), these Regulations come into force on January 1, 2020.

January 1, 2023

(2) Sections 19, 20 and 26 to 29 of these Regulations and paragraphs 30(f), (i) and (j) of the schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*, as enacted by section 36 of these Regulations, come into force on January 1, 2023.

SCHEDULE 1

(Subsections 2(1) and 26(3))

Information for Non-Application of Requirements Respecting Pneumatic Controllers

- 1 The name and civic address of the operator.
- 2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

*de l'environnement (1999)*¹ est modifié par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Règlement	Dispositions
30	<i>Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)</i>	<p>a) article 4</p> <p>b) article 6</p> <p>c) paragraphe 8(2)</p> <p>d) article 11</p> <p>e) paragraphe 13(1)</p> <p>f) paragraphe 19(1)</p> <p>g) paragraphe 21(1)</p> <p>h) paragraphe 24(1)</p> <p>i) paragraphes 26(1) et (2)</p> <p>j) paragraphe 28(1)</p> <p>k) article 31</p> <p>l) article 32</p>

Entrée en vigueur

1^{er} janvier 2020

37 (1) Sous réserve du paragraphe (2), le présent règlement entre en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

1^{er} janvier 2023

(2) Les articles 19, 20 et 26 à 29 du présent règlement et les alinéas 30f), i) et j) de l'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, édictés par l'article 36 du présent règlement, entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2023.

ANNEXE 1

(paragraphes 2(1) et 26(3))

Renseignements en cas de non-application des exigences visant les régulateurs pneumatiques

- 1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant.
- 2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

¹ SOR/2012-134

¹ DORS/2012-134

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility and the federal and provincial identification numbers for the facility, if any, and its civic address or, if the civic address is not available,

(a) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta; and

(b) its latitude and longitude, in any other case.

5 The calendar year in respect of which the information is provided.

6 The sum of the rated power of the compressors that are used at the facility.

7 The month and calendar year during which the pneumatic controller was installed.

8 The identifier for the pneumatic controller, along with its make and model and the name of its manufacturer.

9 An indication as to whether the pneumatic controller is used at the facility for any of the following purposes or an indication of any other purpose for which it is used:

(a) for controlling pressure or flow rate;

(b) for controlling liquid levels;

(c) for controlling temperature;

(d) as a transducer;

(e) as a positioner; or

(f) as an emergency response device.

10 The operational setting of the pneumatic controller, including its supply pressure and, if any, its band setting, along with its design bleed rate for that operational setting.

SCHEDULE 2

(Subsection 30(2))

Information for Permit for Pneumatic Pumps

1 The name and civic address of the operator.

2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

3 Le nom, le poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, ses numéros d'identification provincial et fédéral, le cas échéant, et son adresse municipale ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision légale où elle se trouve;

b) dans tout autre cas, ses latitude et longitude.

5 L'année civile pour laquelle les renseignements sont fournis.

6 La somme de la puissance nominale des compresseurs qui sont utilisés dans l'installation.

7 Le mois et l'année civile où le régulateur pneumatique a été installé.

8 L'identifiant du régulateur pneumatique, ses marque et modèle et le nom du fabricant.

9 une indication précisant laquelle des fins ci-après le régulateur pneumatique est utilisé dans l'installation ou précisant tout autre fin pour laquelle il est utilisé :

a) le contrôle de la pression ou du débit;

b) le contrôle du niveau de liquide;

c) le contrôle de la température;

d) comme transducteur;

e) comme positionneur;

f) comme dispositif d'urgence.

10 L'ensemble des conditions de fonctionnement du régulateur pneumatique, notamment sa pression d'alimentation et, le cas échéant, le réglage de sa bande, ainsi que le taux de purge nominal correspondant à cet ensemble de conditions.

ANNEXE 2

(paragraphe 30(2))

Renseignements visant l'obtention de permis de pompe pneumatique

1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant.

2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone ainsi que l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility and the federal and provincial identification numbers for the facility, if any, and either its civic address or, if the civic address is not available,

(a) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta; and

(b) its latitude and longitude, in any other case.

5 The month and calendar year that the pneumatic pump was installed.

6 The identifier for the pneumatic pump, along with its make and model and the name of its manufacturer.

SCHEDULE 3

(Subsections 34(1) and (3))

Information for Registration

1 The name and civic address of the operator .

2 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the operator's authorized official.

3 The name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person, if different from the authorized official.

4 The name of the facility and the federal and provincial identification numbers for the facility, if any, and either its civic address or, if the civic address is not available,

(a) the legal subdivision within which the facility is located, if it is located in Manitoba, Saskatchewan or Alberta; and

(b) its latitude and longitude, in any other case.

5 An indication as to whether hydrocarbon gas conservation equipment is used at the facility.

6 An indication as to whether hydrocarbon gas destruction equipment is used at the facility.

7 If there is a centrifugal compressor or a reciprocating compressor at the facility, the following information:

(a) the serial number of the compressor, along with its make and model;

(b) for a centrifugal compressor, an indication as to whether the seals are dry or wet;

3 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, ses numéros d'identification provincial et fédéral, le cas échéant, et son adresse municipale ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision légale où elle se trouve;

b) dans tout autre cas, ses latitude et longitude.

5 Le mois et l'année civile où la pompe pneumatique a été installée.

6 L'identifiant de la pompe pneumatique ainsi que ses marque et modèle et le nom du fabricant.

ANNEXE 3

(paragraphe 34(1) et (3))

Renseignements visant l'enregistrement

1 Le nom et l'adresse municipale de l'exploitant de l'installation.

2 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone ainsi que l'adresse courriel de l'agent autorisé de l'exploitant.

3 Le nom, le titre du poste, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et l'adresse courriel d'une personne-ressource, si elle n'est pas l'agent autorisé.

4 Le nom de l'installation, ses numéros d'identification provincial et fédéral, le cas échéant, et son adresse municipale ou, à défaut de celle-ci, l'un des renseignements suivants :

a) dans le cas d'une installation située au Manitoba, en Saskatchewan ou en Alberta, la subdivision légale où elle se trouve;

b) dans tout autre cas, ses latitude et longitude.

5 Une indication précisant si un équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures est utilisé dans l'installation.

6 Une indication précisant si un équipement de destruction de gaz d'hydrocarbures est utilisé dans l'installation.

7 Si un compresseur centrifuge ou un compresseur alternatif est utilisé dans l'installation, les renseignements suivants :

a) le numéro de série du compresseur ainsi que sa marque et modèle;

- (c)** for each vent to which the emissions from the seals of a centrifugal compressor are routed, the number of those seals; and
- (d)** for each vent to which the emissions from the rod packings of a reciprocating compressor are routed, the number of those rod packings.
- 8** An indication as to whether the facility produced and received a combined volume of more than 60 000 standard m³ of hydrocarbon gas over the first 12-month period referred to in subsection 15(1) of these Regulations and, if so, when the period ends.
- 9** An indication as to whether the facility consists of a single wellhead with gathering pipelines connected to it.
- 10** An indication as to whether the facility is in operation other than for periods of planned shutdown.
- 11** An indication as to whether a pneumatic controller is used at the facility and, if so, the sum of the rated power of the compressors that are used at the facility.
- 12** An indication as to whether a pneumatic pump is used at the facility and, if so, whether the pump has, in a month, pumped more than 20 L of liquid per day on average over the month.
- 13** An indication as to whether the facility has a pipe with an open end, hatch, sampling system or pressure relief device.
- b)** pour un compresseur centrifuge, une indication précisant s'il s'agit des joints secs mécaniques ou des joints d'étanchéité liquide;
- c)** pour chaque événement vers lequel les émissions provenant des joints d'un compresseur centrifuge sont dirigées, le nombre de ces joints;
- d)** pour chaque événement vers lequel les émissions provenant des garnitures de tige d'un compresseur alternatif sont dirigées, le nombre de garnitures de tiges.
- 8** Une indication précisant si l'installation a produit et reçu un volume combiné de plus de 60 000 m³ normalisés de gaz d'hydrocarbures au cours de la première période de douze mois visée au paragraphe 15(1) du présent règlement et, dans l'affirmative, la date à laquelle cette période a pris fin.
- 9** Une indication précisant si l'installation est composée d'une seule tête de puits avec des conduites de collecte connectées à celle-ci.
- 10** Une indication précisant si l'installation est en activité, sauf pour les arrêts programmés.
- 11** Une indication précisant si un régulateur pneumatique est utilisé dans l'installation et, dans l'affirmative, la somme de la puissance nominale des compresseurs qui sont utilisés dans l'installation.
- 12** Une indication précisant si une pompe pneumatique est utilisée dans l'installation et, dans l'affirmative, une indication précisant si la pompe a pompé en moyenne plus de 20 L de liquide par jour au cours d'un mois.
- 13** Une indication précisant si l'installation comporte une conduite avec une extrémité ouverte, une trappe d'accès, un système d'échantillonnage ou un limiteur de pression.

Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)

Statutory authority

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Sponsoring departments

Department of the Environment
Department of Health

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the regulations.)

Executive summary

Issues: The releases of volatile organic compounds (VOCs), which include petroleum and refinery gases (PRGs), from facilities in the petroleum and petrochemical sectors pose health and environmental risks to Canadians. The primary source of fugitive VOC releases is leaks from processing equipment components.

Volatile organic compounds are primary precursors to the formation of ground-level ozone (O₃) and particulate matter (PM), which are the main constituents of smog. Smog is known to have adverse effects on human health and the environment. In addition, PRGs can potentially contain carcinogenic (cancer-causing) substances such as 1,3-butadiene, benzene and isoprene. Volatile organic compounds, PRGs and those carcinogenic substances are all on the List of Toxic Substances in Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA).

A number of regulatory and non-regulatory measures are already in place in some Canadian provinces to limit fugitive VOC releases from facilities in the petroleum and petrochemical sectors. Generally, these measures institute leak detection and repair (LDAR) programs that mainly focus on large leaks and require annual inspections for most equipment components. This approach could allow large leaks to continue for long periods of time before they are detected and repaired. Timely detection and repair of large and small leaks is critical, because even low concentrations of the

Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)

Fondement législatif

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Ministères responsables

Ministère de l'Environnement
Ministère de la Santé

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie des règlements.)

Résumé

Enjeux : Les rejets de composés organiques volatils (COV), qui comprennent les gaz de pétrole et de raffinerie (GPR), provenant d'installations des secteurs pétrolier et pétrochimique présentent des risques pour la santé des Canadiens et leur environnement. Les fuites de pièces d'équipement de traitement constituent la principale source de rejets de COV.

Les composés organiques volatils sont les principaux précurseurs de la formation de l'ozone (O₃) troposphérique et des particules, qui sont les constituants majeurs du smog. Il est reconnu que le smog a des effets indésirables sur la santé humaine et l'environnement. De plus, les GPR peuvent contenir des substances cancérigènes tels le 1,3-butadiène, le benzène et l'isoprène. Les composés organiques volatils, les GPR et ces substances cancérigènes figurent tous sur la Liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE].

Un certain nombre de mesures réglementaires et non réglementaires ont déjà été prises par des provinces canadiennes pour limiter les rejets fugitifs de VOC provenant d'installations des secteurs pétrolier et pétrochimique. En général, ces mesures instaurent des programmes de détection et de réparation des fuites (DERF) qui se concentrent sur les fuites importantes et exigent l'inspection annuelle de la majeure partie des pièces d'équipement. Cette approche pourrait permettre à des fuites importantes de perdurer avant qu'elles ne soient détectées et colmatées. La détection

carcinogenic components of PRGs can cause harm to human health. Therefore, the existing measures are deemed inadequate to minimize human exposure to the greatest extent practicable.

Description: The proposed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)* [the proposed Regulations] would require the implementation of comprehensive LDAR programs at Canadian petroleum refineries, upgraders and certain petrochemical facilities. The operators of these facilities would also be required to modify certain equipment components to prevent leaks and to monitor the level of certain VOCs at facility perimeters.

Cost-benefit statement: The proposed Regulations are expected to reduce VOC releases by approximately 102 kilotonnes (kt) and greenhouse gas (GHG) emissions by 43 kt of carbon dioxide equivalent (CO₂e) for the years 2017 to 2035. The present value (PV) of the benefits is estimated at \$313 million (M), largely due to improved human health. The PV of the costs is estimated at \$254M, largely due to the inspection and repair of leaking equipment components. Overall, the proposed Regulations are expected to yield a net benefit of \$59M with a benefit-cost ratio of 1.2:1. The proposed Regulations are not expected to impact the competitive positions of the affected facilities.

“One-for-One” Rule and small business lens: This regulatory proposal is expected to result in annualized administrative burden costs of approximately \$179,664 for all affected facilities for the years 2018 to 2027, or \$6,910 per facility, and would be new regulations. Therefore, it is an “IN” under the “One-for-One” Rule.¹ These costs are associated with activities that are necessary to ensure the overall effectiveness of the proposed Regulations, such as reporting and record keeping. Measures such as single-window reporting are being considered in an attempt to further reduce the administrative burden. No small business is expected to be affected by the proposed Regulations.

Domestic and international coordination and cooperation: The proposed Regulations unify Canada’s current patchwork of measures in a single modernized framework. They are broadly aligned with U.S. regulations, while giving due consideration to circumstances that are specific to Canada, such as inclement

et le colmatage rapides des fuites, petites et grosses, sont essentiels, parce que même de faibles concentrations des composants cancérigènes des GPR peuvent être nocives pour la santé humaine. Par conséquent, les mesures actuelles sont jugées insuffisantes pour réduire le plus possible l’exposition humaine.

Description : Le projet de *Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)* [le projet de règlement] imposerait la mise en œuvre de programmes complets de DERF aux raffineries de pétrole, aux usines de valorisation et à certaines installations pétrochimiques canadiennes. Les exploitants auraient aussi l’obligation de modifier certains composants d’équipements pour prévenir les fuites et de surveiller la concentration de certains COV au périmètre des installations.

Énoncé des coûts et avantages : Le projet de règlement devrait permettre de réduire les rejets de COV d’environ 102 kilotonnes (kt) et les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 43 kt d’équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO₂) pour les années 2017 à 2035. La valeur actuelle (VA) des avantages est estimée à 313 millions de dollars, surtout en raison de l’amélioration de la santé humaine. La VA des coûts est estimée à 254 millions de dollars, surtout en raison de l’inspection et de la réparation des pièces d’équipement qui fuient. Globalement, le projet de règlement devrait apporter un avantage net de 59 millions de dollars et se traduire par un rapport avantages-coûts de 1,2 pour 1. Le projet de règlement ne devrait pas avoir un impact sur la position concurrentielle des installations touchées.

Règle du « un pour un » et lentille des petites entreprises : Le projet de règlement devrait entraîner un fardeau administratif annualisé d’environ 179 664 \$ pour toutes les installations touchées pour les années 2018 à 2027, soit 6 910 \$ par installation, et deviendrait un nouveau règlement. Il s’agit donc d’un « AJOUT » selon la règle du « un pour un »¹. Ce fardeau est attribuable aux activités qui sont nécessaires pour assurer l’efficacité générale du projet de règlement, comme la communication des renseignements et la tenue de registres. Des mesures tel un guichet unique pour la communication des renseignements sont envisagées afin de réduire le fardeau administratif. Aucune petite entreprise ne devrait être touchée par le projet de règlement.

Coordination et coopération à l’échelle nationale et internationale : Le projet de règlement unifie les mesures disparates au Canada dans un cadre modernisé. Il s’accorde d’une façon générale avec la réglementation américaine, tout en tenant bien compte des circonstances propres au Canada, comme les rigueurs

¹ Presented in present value terms using a 7% discount rate, in 2012 Canadian dollars, consistent with the *Red Tape Reduction Regulations*.

¹ En dollars canadiens de 2012, selon un taux d’actualisation de 7 %, et exprimé en valeur actuelle, conformément au *Règlement sur la réduction de la paperasse*.

winter weather. To ensure that the competitive positions of regulated facilities are not compromised, while still delivering significant air quality improvements to Canadians, CEPA authorizes provinces to enter into equivalency agreements where appropriate. The proposed Regulations would also support the objectives of the Canada–United States Air Quality Agreement.

de l'hiver. Pour ne pas compromettre la compétitivité des installations réglementées, tout en améliorant considérablement la qualité de l'air pour les Canadiens, la LCPE permet aux provinces de conclure des accords d'équivalence, au besoin. Le projet de règlement soutiendrait aussi les objectifs de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air.

1 Background

Petroleum and refinery gases are released as part of mixed streams of VOCs in fugitive leaks from processing equipment components in the petroleum and petrochemical sectors.² Reducing VOC releases in those sectors will result in fewer releases of PRGs and carcinogenic substances.

1.1 Petroleum and refinery gases and carcinogens

The Chemicals Management Plan (CMP) is a Government of Canada initiative aimed at reducing the risks posed by chemicals to Canadians and the environment. One such group of chemicals consists of PRGs, which are a category of light hydrocarbons produced by facilities such as refineries and upgraders. In 2013, the Government of Canada (the Government) conducted a peer-reviewed screening assessment of PRGs and found that they can potentially contain known carcinogenic substances such as 1,3-butadiene, benzene and isoprene (substances that were assessed by the Government and determined to be harmful to human health^{3,4}). The National Pollutant Release Inventory reports that Canadian refineries, upgraders and petrochemical facilities are known to release components of PRGs into the surrounding environment, including the carcinogens 1,3-butadiene, benzene and isoprene. It is expected that increased releases of carcinogenic substances from these facilities would increase cancer risks for Canadians in the vicinity of those facilities.

1 Contexte

Les gaz de pétrole et de raffinerie (GPR) sont rejetés dans des flux mixtes de COV provenant des fuites fugitives des pièces d'équipement de traitement des installations des secteurs pétrolier et pétrochimique². Réduire les rejets de COV de ces secteurs entraînera la diminution des rejets de GPR et des substances cancérigènes.

1.1 Gaz de pétrole et de raffinerie et substances cancérigènes

Le Plan de gestion des produits chimiques (PGPC) est une initiative mise en œuvre par le gouvernement du Canada pour réduire le risque que présentent les produits chimiques pour les Canadiens et l'environnement. Les GPR constituent un des groupes de produits chimiques qui font partie d'une catégorie d'hydrocarbures légers produits par des installations comme les raffineries et les usines de valorisation. En 2013, le gouvernement du Canada (le gouvernement) a mené un examen préalable par des pairs des GPR et a constaté qu'ils peuvent contenir des cancérigènes connus comme le 1,3-butadiène, le benzène et l'isoprène (substances qui ont été évaluées par le gouvernement et qui ont été jugées nocives pour la santé humaine^{3,4}). D'après l'inventaire national des rejets des polluants, les raffineries, les usines de valorisation et les installations pétrochimiques canadiennes rejettent des composants des GPR dans l'environnement avoisinant, y compris des substances cancérigènes telles que le 1,3-butadiène, le benzène et l'isoprène. On s'attend à ce

² Fugitive leaks are also known as unintentional leaks and are typically characterized as unplanned releases due to spills or leaks from valves, piping, flanges, etc.

³ Assessments of 1,3-butadiene and benzene were conducted under the Priority Substances List (PSL) program and are available at http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/contaminants/psl2-lsp2/1_3_butadiene/index-eng.php and <http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/contaminants/psl1-lsp1/benzene/index-eng.php>, respectively. A screening assessment of isoprene was conducted under the Challenge program and is available at <https://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=En&n=07560A9B-1>.

⁴ Screening assessments of three groups of PRGs were conducted under the Petroleum Sector Stream Approach. The final screening assessment of site-restricted PRGs is available at <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=En&n=08D395AD-1>. The final screening assessment of industry-restricted PRGs is available at <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=En&n=D5D72B57-1>. The draft screening assessment of PRGs that may be present in consumer products is available at <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=En&n=68B79EB3-1>.

² Les fuites fugitives sont des rejets involontaires et imprévus provenant des soupapes, des conduites, des brides, etc.

³ Le 1,3-butadiène et le benzène ont été évalués dans le cadre du programme relatif à la Liste des substances d'intérêt prioritaire. Les évaluations sont consultables au http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/contaminants/psl2-lsp2/1_3_butadiene/index-fra.php et au <http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/contaminants/psl1-lsp1/benzene/index-fra.php>. L'isoprène a fait l'objet d'une évaluation préalable en réponse au Défi du PGPC. L'évaluation est consultable au <https://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=07560A9B-1>.

⁴ Les évaluations préalables de trois groupes de GPR ont été faites selon l'Approche pour le secteur pétrolier. Celle des GPR restreints aux installations est consultable au <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=08D395AD-1>. L'évaluation préalable finale des GPR restreints aux industries est consultable au <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=D5D72B57-1>. L'ébauche d'évaluation préalable concernant les GPR susceptibles d'être présents dans les produits offerts aux consommateurs se trouve au <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=68B79EB3-1>.

1,3-Butadiene can damage the genetic information (e.g. DNA) within a cell and cause mutations, which may lead to cancer (genotoxicity). As well, 1,3-butadiene has been found to be a carcinogen in rodents, and epidemiological studies have provided further evidence for an association between exposure to 1,3-butadiene and leukemia in humans. The assessment of 1,3-butadiene indicated that the investigation of options to reduce exposure for those in the vicinity of industrial sources should be a high priority.

Benzene is known to cause cancer, based on evidence from studies in both people and laboratory animals. Studies examining the link between benzene and cancer have largely focused on leukemia and other cancers of blood cells. The assessment of benzene indicated that the examination of options to reduce exposure should be a high priority and that such exposure should be reduced wherever possible.

Similarly, on the basis of carcinogenicity, it was concluded that isoprene was toxic to human health. The risk management objective for isoprene is to reduce exposure to isoprene from industrial emissions to the extent practicable.

Using 1,3-butadiene as a high-hazard component to characterize potential exposure to the general population, the assessment concluded that PRGs were toxic to human health. It was recognized that a small portion of the general population may be exposed to these gases and their carcinogenic components in the vicinity of certain petroleum facilities. The proposed human health objective for the management of PRGs is to minimize human exposure to the greatest extent practicable.

1.2 Volatile organic compounds

Petroleum and refinery gases belong to the broader category of VOCs, which are precursors to the formation of ground-level O₃ and PM, the main constituents of smog. Both ground-level O₃ and PM, in particular fine particulate matter smaller than or equal to 2.5 micrometers in diameter (PM_{2.5}), have been shown to be detrimental to human health, and exposure to these pollutants increases the risks for a wide range of health problems.

Exposure to ground-level O₃ is associated with a variety of health effects, including premature mortality. Medical evidence is especially persuasive for the harmful effects of ground-level O₃ on lung function and its contribution to respiratory symptoms and inflammation. There exists a significant association between short-term exposure to

qu'une hausse des rejets de substances cancérigènes de ces installations augmente les risques de cancer des Canadiens à proximité de celles-ci.

Le 1,3-butadiène peut endommager le matériel génétique (par exemple l'ADN) dans les cellules et causer des mutations susceptibles d'entraîner un cancer (génotoxicité). En outre, il a été observé que le 1,3-butadiène est cancérigène pour les rongeurs, et les études épidémiologiques ont fourni des preuves d'une association entre l'exposition au 1,3-butadiène et la leucémie chez les humains. Selon l'évaluation du 1,3-butadiène, l'étude d'options visant à réduire l'exposition de la population à proximité des sources industrielles devrait avoir un haut degré de priorité.

L'effet cancérigène du benzène est avéré, selon les études chez les humains et les animaux de laboratoire. Des études sur le lien entre le benzène et le cancer ont porté principalement sur la leucémie et d'autres cancers des cellules du sang. Le rapport d'évaluation du benzène indique que l'analyse des options permettant de réduire l'exposition devrait avoir un haut degré de priorité et que l'exposition devrait être réduite partout où c'est possible.

De même, compte tenu de sa cancérogénicité, il a été conclu que l'isoprène est toxique pour la santé humaine. L'objectif de gestion du risque est de réduire l'exposition à l'isoprène provenant des émissions industrielles dans la mesure du possible.

Retenant le 1,3-butadiène comme composant très dangereux afin de définir l'exposition potentielle de la population générale, l'évaluation a mené à la conclusion que les GPR sont toxiques pour la santé humaine et à la reconnaissance qu'une petite partie de la population générale risque d'être exposée à ces gaz et à leurs composants cancérigènes au voisinage de certaines installations pétrolières. L'objectif en matière de santé humaine proposé pour la gestion des GPR est de réduire le plus possible l'exposition.

1.2 Composés organiques volatils

Les GPR appartiennent à la grande catégorie des COV, qui sont des précurseurs de la formation de l'ozone troposphérique et des particules, les principaux constituants du smog. Il a été montré que l'ozone troposphérique et les particules, en particulier les particules fines dont le diamètre est plus petit ou égal à 2,5 micromètres (P_{2,5}), nuisent à la santé humaine, et l'exposition à ces polluants augmente les risques d'un large éventail de problèmes de santé.

L'exposition à l'ozone troposphérique entraîne divers effets sur la santé, y compris le décès prématuré. Les preuves médicales sont particulièrement convaincantes pour ce qui est des effets nocifs qu'a l'ozone troposphérique sur la fonction pulmonaire et de la part qu'il prend dans les symptômes respiratoires et l'inflammation

ground-level O₃ and emergency room and hospital visits related to respiratory system problems (especially asthma-related) and premature mortality. Exposure to ground-level O₃ could also result in some cardiac effects, adverse long-term respiratory impacts and chronic-exposure mortality.

Ground-level O₃ may also interfere with the ability of sensitive plants to produce and store food, and increase their vulnerability to certain diseases, insects, harsh weather and other pollutants.

Epidemiologic evidence continues to confirm earlier observations of harm from PM and PM_{2.5}. This includes confirmation of mortality from long-term exposure to PM_{2.5} and the link to adverse cardiac outcomes, both from acute and chronic exposures. Additionally, there is a robust relationship between PM_{2.5} and lung cancer mortality. Research suggests that PM_{2.5} is linked to morbidity through a range of adverse effects, including respiratory symptoms, bronchitis (both acute and chronic), asthma exacerbation and respiratory impacts. This results in a greater number of restricted activity days, emergency room visits, hospital admissions and premature mortality.

Several population groups are particularly susceptible to adverse effects following exposure to ground-level O₃ and PM_{2.5}. These include individuals who are more active outdoors, children, the elderly (especially those with a pre-existing respiratory or cardiac condition) and individuals who are hypersensitive to respiratory irritants. It is likely that the entire population is at some degree of risk even at the lowest concentration levels of ground-level O₃ and PM_{2.5}.

Particulate matter may also accumulate on surfaces and alter their optical characteristics. It can also reduce visibility by blocking and scattering the direct passage of sunlight through the atmosphere.

1.3 Affected facilities in the petroleum and petrochemical sectors

Twenty-six facilities are expected to be affected by the proposed Regulations. These facilities produce liquid petroleum products by means of processing (using distillation) crude oil or bitumen, or partially refined feedstock derived from crude oil or bitumen. They include 18 petroleum refineries, 6 upgraders and 2 petrochemical facilities.

pulmonaire. Il y a un lien significatif entre l'exposition à court terme à l'ozone troposphérique et les consultations aux urgences et les hospitalisations pour des problèmes relatifs à l'appareil respiratoire (surtout l'asthme) ainsi que les décès prématurés. L'exposition à l'ozone troposphérique pourrait aussi entraîner certains effets sur le cœur, certains effets néfastes à long terme sur l'appareil respiratoire ainsi que la mortalité attribuable à une exposition chronique.

Par ailleurs, l'ozone troposphérique peut perturber la capacité des plantes sensibles de produire et de stocker des aliments, et les rendre plus vulnérables à certaines maladies, aux insectes, aux intempéries et à d'autres polluants.

Les données épidémiologiques continuent de confirmer les observations antérieures de dommages liés aux particules et aux P_{2.5}. Elles confirment notamment le risque de mort lié à l'exposition à long terme aux P_{2.5} et le lien avec des effets cardiaques nuisibles à la suite des expositions aiguës et chroniques. De plus, il existe une relation robuste entre les P_{2.5} et la mortalité attribuable au cancer du poumon. Les recherches semblent indiquer que les P_{2.5} sont liées à la morbidité en raison d'un éventail d'effets négatifs, notamment les symptômes respiratoires, la bronchite (aiguë et chronique), l'exacerbation de l'asthme et d'autres effets sur l'appareil respiratoire. Ces effets font augmenter le nombre de jours d'activités restreintes, les consultations aux urgences, les hospitalisations et les décès prématurés.

Plusieurs groupes de la population sont particulièrement vulnérables aux effets négatifs de l'exposition à l'ozone troposphérique et aux P_{2.5}. Il s'agit notamment des personnes qui pratiquent beaucoup les activités en plein air, des enfants, des personnes âgées (surtout celles qui ont déjà une maladie respiratoire ou cardiaque) et des personnes hypersensibles aux irritants respiratoires. Il se peut que toute la population soit exposée à un certain degré de risque même à la plus basse concentration d'ozone troposphérique et de P_{2.5}.

Les particules s'accumulent parfois sur les surfaces et altèrent leurs caractéristiques optiques, et elles peuvent bloquer ou disperser les rayons solaires à travers ces surfaces, réduisant la visibilité.

1.3 Installations touchées dans les secteurs pétrolier et pétrochimique

Le projet de règlement devrait toucher 26 installations. Ces installations fabriquent des produits pétroliers liquides par le traitement, à l'aide de la distillation, du pétrole brut ou du bitume, ou de charges d'alimentation partiellement raffinées dérivées du pétrole brut ou du bitume. Parmi ces 26 installations, 18 sont des raffineries de pétrole, 6, des usines de valorisation et 2, des installations pétrochimiques.

Eighteen refineries are expected to be affected by the proposed Regulations, one of which is scheduled to begin operations in 2017. They are located in seven provinces, with the majority in Alberta and Ontario. These refineries produce transportation fuels, with gasoline being the major product, by processing conventional crude oil or synthetic crude oil (SCO). They also produce home heating oils, lubricants, heavy fuel oil, asphalt for roads and feedstocks for petrochemical plants. Most of these refined products serve the domestic market, but some are exported, mainly to the United States.

There are six upgraders in Canada, five of which are located in Alberta and one in Saskatchewan. One facility in Alberta shut down its upgrading capacity due to an explosion in January 2016. It is not clear when this facility will resume its activities. Nonetheless, it is assumed that all six upgraders would be affected by the proposed Regulations. Upgraders convert bitumen or heavy oil mainly into synthetic crude oil, but also into refined petroleum products such as diesel and kerosene.⁵ Most facilities are integrated or associated with oil sands extraction processes. The majority of SCO is exported to the United States, although some is transported to domestic refineries.⁶

Two integrated petrochemical facilities, one in Ontario and one in Alberta, are expected to be affected by the proposed Regulations. Petrochemical facilities convert refined petroleum feedstock, natural gas, or natural gas liquids into primary petrochemical products that are used to manufacture a variety of industrial and consumer products such as plastics. Petrochemical products include ethylene, styrene, propylene, benzene and butadiene. These products are either sold to domestic chemical manufacturing plants, or are exported (mainly to the United States).

1.4 Control of fugitive VOC releases in Canada⁷

Leak detection and repair programs constitute the best practice for effectively controlling fugitive VOC releases from petroleum and petrochemical facilities, according to industry experience and the experience of other regulatory agencies. Most facilities affected by the proposed Regulations have already implemented LDAR programs in some form.

⁵ Bitumen, the primary product of the Alberta oil sands, needs to be upgraded into SCO or diluted with lighter hydrocarbons before being further processed or transported via pipeline.

⁶ National Energy Board, <https://apps.neb-one.gc.ca/CommodityStatistics/Statistics.aspx?language=english>.

⁷ A more detailed comparison of the proposed Regulations with existing programs is available upon request.

Le projet de règlement devrait toucher 18 raffineries, dont 1 doit entrer en activité en 2017. Elles se situent dans sept provinces, la plupart en Alberta et en Ontario. Ces raffineries fabriquent des carburants de transport, le principal étant l'essence, par le traitement du pétrole brut classique ou du pétrole brut synthétique (PBS). Elles produisent aussi certains mazouts de chauffage domestique, des lubrifiants, le mazout lourd, l'asphalte routier et des charges d'alimentation destinées aux usines pétrochimiques. La plupart de ces produits raffinés sont écoulés sur le marché canadien, mais certains sont exportés, surtout aux États-Unis.

Il y a six usines de valorisation au Canada, dont cinq sont situées en Alberta et une en Saskatchewan. Une installation en Alberta a cessé ses activités de valorisation en raison d'une explosion survenue en janvier 2016. On ne sait pas quand elle les reprendra. Quoi qu'il en soit, on présume que les six usines de valorisation seraient touchées par le projet de règlement. Les usines de valorisation convertissent le bitume ou le pétrole lourd en pétrole brut synthétique surtout, mais aussi en produits pétroliers raffinés comme le diesel et le kérosène⁵. La plupart des installations sont intégrées ou se rattachent aux procédés d'extraction des sables bitumineux. L'essentiel du pétrole brut synthétique est exporté aux États-Unis, mais une certaine quantité est transportée vers les raffineries canadiennes⁶.

Deux installations pétrochimiques intégrées, l'une en Ontario et l'autre en Alberta, devraient être touchées par le projet de règlement. Les installations pétrochimiques convertissent des charges d'alimentation de pétrole raffiné, du gaz naturel ou des liquides de gaz naturel en produits pétrochimiques de base qui entrent dans la fabrication de produits industriels et de consommation variés, comme des plastiques. Les produits pétrochimiques comptent l'éthylène, le styrène, le propylène, le benzène et le butadiène. Ces produits sont soit vendus à des usines de fabrication de produits chimiques au Canada, soit exportés, surtout aux États-Unis.

1.4 Contrôle des rejets fugitifs de COV au Canada⁷

Les programmes de détection et de réparation de fuites constituent la meilleure pratique pour contrôler efficacement les rejets fugitifs de COV des installations pétrolières et pétrochimiques selon l'expérience de l'industrie et d'autres organismes de réglementation. La plupart des installations visées par le projet de règlement ont déjà mis en œuvre des programmes de DERF sous une forme ou une autre.

⁵ Il est nécessaire de valoriser en PBS le bitume, principal produit des sables bitumineux de l'Alberta, ou de le diluer avec des hydrocarbures plus légers avant d'être transformé davantage ou transporté par pipeline.

⁶ Office national de l'énergie, <https://apps.neb-one.gc.ca/CommodityStatistics/Statistics.aspx?Language=French>.

⁷ Une comparaison plus détaillée entre le projet de règlement et les programmes existants est disponible sur demande.

In order to address VOCs as smog precursors, the Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) published a voluntary code of practice in 1993 (the CCME Code).⁸ This Code aimed at establishing a consistent method for the control of fugitive VOCs from leaking equipment components through LDAR programs. It recommends one inspection per year for most equipment components, such as valves and pumps, and four inspections per year for compressors, which have a greater likelihood of leaks. The CCME Code also recommends that portable monitoring instruments (“sniffers”) be used for inspection in accordance with the U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA) Method 21.⁹ Under the CCME Code, a “significant leak” consists of the detection of a VOC concentration greater than or equal to 10 000 parts per million by volume (ppmv), measured at the source. The CCME Code recommends repair for significant leaks within 15 days of detection.

A number of provincial and municipal regulators, as well as an industry association, have subsequently used the CCME Code as a basis to develop their own control measures. For example, the Greater Vancouver Regional District has the same inspection requirements as the CCME Code, except that equipment components leaking at 1 000 ppmv or above must be repaired within 90 days of detection.

The Quebec *Clean Air Regulation* requires quarterly inspections during the months of April to December for pumps, agitators and compressors, but annual inspections for other equipment components, with some exceptions.¹⁰ The significant leak threshold is 1 000 ppmv for equipment components containing any level of benzene or butadiene and 10 000 ppmv otherwise. If a leak contains 10% or more benzene or butadiene, then it must be repaired within 15 days of detection; for a leak containing less than 10% of those substances, it must be repaired within 45 days.

Afin de traiter les COV en tant que précurseurs du smog, le Conseil canadien des ministres de l’environnement (CCME) a publié un code de pratique sans caractère obligatoire (volontaire) en 1993 (le Code du CCME)⁸. Ce code visait à établir une méthode cohérente de contrôle des fuites fugitives de COV provenant des pièces d’équipement au moyen de programmes de DERF. Il recommande une inspection par année pour la plupart des pièces d’équipement, telles que les soupapes et les pompes, ainsi que quatre inspections par année pour les compresseurs, qui ont une plus grande probabilité de fuites. Le Code du CCME recommande également que des instruments de surveillance portatifs soient utilisés pour l’inspection conformément à la méthode 21⁹ de l’Environmental Protection Agency [agence pour la protection de l’environnement] des États-Unis (l’EPA des États-Unis). Selon le Code du CCME, une fuite est considérée comme « importante » lorsque la concentration de COV mesurée à la source est supérieure ou égale à 10 000 parties par million en volume (ppmv). Le Code du CCME recommande de réparer les composants présentant des fuites importantes dans les 15 jours suivant la détection.

Un certain nombre d’organismes de réglementation provinciaux et municipaux, ainsi qu’une association de l’industrie, se sont par la suite fondés sur le Code du CCME pour élaborer leurs propres mesures de contrôle. Par exemple, les exigences du district régional du Grand Vancouver en matière d’inspection sont identiques à celles du Code du CCME; toutefois, les fuites des pièces d’équipements à 1 000 ppmv ou plus doivent être réparées dans les 90 jours suivant la détection.

Le *Règlement sur l’assainissement de l’atmosphère* du Québec exige des inspections trimestrielles des pompes, des agitateurs et des compresseurs durant les mois d’avril à décembre, mais des inspections annuelles pour d’autres composants d’équipements, à quelques exceptions près¹⁰. Le seuil de fuite importante est de 1 000 ppmv pour les composants d’équipements qui contiennent toute proportion de benzène ou de butadiène et de 10 000 ppmv pour les autres cas. Si une fuite a une concentration de 10 % ou plus de benzène ou de butadiène, elle doit être colmatée dans les 15 jours suivant la détection. Si une fuite a une concentration de benzène ou de butadiène moins de 10 %, elle doit être colmatée dans les 45 jours suivant la détection.

⁸ *Environmental Code of Practice for the Measurement and Control of Fugitive VOC Emissions from Equipment Leaks*. http://www.ccme.ca/files/Resources/air/emissions/pn_1106_e.pdf. October 1993.

⁹ *Method 21 — Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, U.S. Code of Federal Regulations, Title 40, chapter I, part 60 (40 CFR part 60), Appendix A. <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2013-title40-vol8/pdf/CFR-2013-title40-vol8-part60-appA-id14.pdf>.

¹⁰ *Clean Air Regulation* under the Quebec *Environment Quality Act*. <http://legisquebec.gouv.qc.ca/en/ShowDoc/cr/Q-2,%20r.%204.1>.

⁸ *Code d’usage environnemental pour la mesure et la réduction des émissions fugitives de COV résultant de fuites provenant du matériel*. http://www.ccme.ca/files/Resources/fr_air/fr_emissions/pn_1107_fr.pdf. Octobre 1993.

⁹ *Method 21 — Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, U.S. Code of Federal Regulations, Title 40, chapter I, part 60 (40 CFR part 60), Appendix A. <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/CFR-2013-title40-vol8/pdf/CFR-2013-title40-vol8-part60-appA-id14.pdf> (en anglais seulement).

¹⁰ *Règlement sur l’assainissement de l’atmosphère* relevant de la *Loi sur la qualité de l’environnement*. <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/Q-2,%20r.%204.1>.

The Ontario industry standards¹¹ require three inspections per year for equipment components that are in contact with fluid containing certain levels of benzene or 1,3-butadiene. The threshold levels of benzene or 1,3-butadiene will be lowered over time, which will result in more equipment components being subject to inspection. The permitted time for repairing leaks of 1 000 ppmv or more depends on the leak concentration and is shortened over time. In addition, a sniffer must be used for at least one inspection per year, while optical gas imaging (OGI) cameras are permitted to be used for other inspections. Sampling locations along the facility perimeters (i.e. fence-line monitoring) must be installed and samples collected at these sampling locations in accordance with the U.S. EPA's Method 325A. Samples must be analyzed to determine the concentrations of benzene (for petroleum refineries) or benzene and 1,3-butadiene (for petrochemical facilities) in the air at the facilities in accordance with the U.S. EPA's Method 325B.^{12,13}

The Canadian Fuels Association (CFA) developed a voluntary code of practice for its members. It recommends an annual inspection of equipment components, with a few exceptions, and the repair of any equipment components leaking at 10 000 ppmv or above within 90 days of detection.

1.5 Control of fugitive VOC releases in the United States

The U.S. EPA introduced LDAR requirements under the *Clean Air Act* in the mid-1980s. These requirements have

Les normes sectorielles de l'Ontario¹¹ exigent trois inspections par année pour les composants qui sont en contact avec un fluide contenant certaines concentrations de benzène ou de 1,3-butadiène. Les limites maximales de benzène ou de 1,3-butadiène seront abaissées au fil du temps, ce qui fera augmenter le nombre de pièces d'équipements soumis à l'inspection. Le délai autorisé pour réparer les fuites ayant une concentration de 1 000 ppmv ou plus dépend de la concentration de la fuite, et il diminue avec le temps. En outre, un instrument de surveillance portatif doit être utilisé pour au moins une inspection par année, tandis que les instruments optiques de visualisation des gaz sont autorisés pour d'autres inspections. Des sites d'échantillonnages doivent être installés le long du périmètre des installations (pour effectuer leur surveillance du périmètre) et des échantillons doivent être prélevés à ces sites d'échantillonnages conformément à la méthode 325A de l'EPA des États-Unis. Des échantillons doivent être analysés pour déterminer les concentrations de benzène (pour les raffineries de pétrole) ou de benzène et de 1,3-butadiène (pour les usines pétrochimiques) dans l'air aux installations, conformément à la méthode 325B de l'EPA des États-Unis^{12,13}.

La Canadian Fuels Association (CFA) a élaboré un code de pratique non contraignant pour ses membres. Ce code recommande une inspection annuelle des pièces d'équipement, à quelques exceptions près, et la réparation de tout composant qui a une fuite à 10 000 ppmv ou plus dans les 90 jours suivant la détection.

1.5 Contrôle des rejets fugitifs de COV aux États-Unis

L'EPA des États-Unis a introduit les exigences de DERF en vertu de la *Clean Air Act* au milieu des années 1980. Ces

¹¹ *Petrochemical - Industry Standard (for selected contaminants) and Petroleum Refining - Industry Standard (for selected contaminants)*, under the Ontario Local Air Quality Regulation. <https://www.ontario.ca/document/technical-standards-manage-air-pollution/petroleum-refining-industry-standard> and <https://www.ontario.ca/document/technical-standards-manage-air-pollution/petrochemical-industry-standard>. July 27, 2016.

¹² *Method 325A — Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Deployment and VOC Sample Collection*, U.S. Code of Federal Regulations, Title 40, chapter I, part 63 (40 CFR part 63), Appendix A. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-07/documents/m-325a.pdf>.

¹³ *Method 325B — Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Preparation and Analysis*, U.S. Code of Federal Regulations, Title 40, chapter I, part 63 (40 CFR part 63), Appendix A. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-07/documents/m-325b.pdf>.

¹¹ *Petrochemical - Industry Standard (for selected contaminants) et Petroleum Refining - Industry Standard (for selected contaminants)*, en vertu du Local Air Quality Regulation de l'Ontario. <https://www.ontario.ca/document/technical-standards-manage-air-pollution/petroleum-refining-industry-standard> et <https://www.ontario.ca/document/technical-standards-manage-air-pollution/petrochemical-industry-standard>. 27 juillet 2016.

¹² *Method 325A — Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Deployment and VOC Sample Collection*, U.S. Code of Federal Regulations, Title 40, chapter I, part 63 (40 CFR part 63), Appendix A. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-07/documents/m-325a.pdf> (en anglais seulement).

¹³ *Method 325B — Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Preparation and Analysis*, U.S. Code of Federal Regulations, Title 40, chapter I, part 63 (40 CFR part 63), Appendix A. <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-07/documents/m-325b.pdf> (en anglais seulement).

been updated periodically and were revised significantly in 2007.¹⁴

Generally, U.S. petroleum refineries and petrochemical facilities¹⁵ are required to conduct monthly inspections, with significant leak thresholds ranging from 500 ppmv (for most valves, connectors and pressure relief devices) to 2 000 ppmv (for most pumps). For certain types of equipment components, the inspection frequency (number of inspections) can be reduced if the number of leaks detected is consistently low. Repairs are required to be started within 5 days and completed within 15 days, unless the repair is not feasible without a process unit shutdown.

Beginning in 2018, U.S. refineries will be required to implement a “fenceline monitoring” program to measure the concentration of benzene around the perimeter of the facility and to take corrective action if the concentration exceeds a defined threshold. The procedures for collecting and analyzing samples to determine the benzene concentration are set out in U.S. EPA Methods 325A and 325B.

In addition to coming under the federal regulations, approximately 112 U.S. refineries are covered by consent decrees under the U.S. EPA’s Petroleum Refinery Initiative.¹⁶ These consent decrees include additional facility-specific measures to address VOC releases, including LDAR requirements that are more stringent than the federal regulations. Many states (including California, Texas and Louisiana) have also implemented their own regulations.

2 Issues

Releases of VOCs, including PRGs, from processing equipment components in the petroleum and petrochemical sectors contribute to the formation of smog, and thus air pollution in Canada. Air pollution has been shown to have a significant adverse impact on human health, including premature deaths, hospital admissions and emergency room visits. Studies indicate that air pollution is associated with an increased risk of lung cancer and heart disease. In addition to smog formation, PRGs can contain

exigences ont été mises à jour périodiquement et il y a eu une révision importante en 2007¹⁴.

En règle générale, les raffineries de pétrole et les installations pétrochimiques¹⁵ américaines sont tenues d’effectuer des inspections mensuelles, et le seuil de fuite importante va de 500 ppmv (pour la plupart des soupapes, raccords et dispositifs de détente de pression) à 2 000 ppmv (pour la plupart des pompes). Dans le cas de certains types de composants d’équipements, la fréquence d’inspection (nombre d’inspections) peut être réduite si le nombre de fuites détectées est constamment faible. Les réparations doivent être amorcées dans les 5 jours et achevées dans les 15 jours, à moins que la réparation ne soit impossible sans l’arrêt de l’unité de traitement.

À compter de 2018, les raffineries américaines devront mettre en œuvre un programme de « surveillance du périmètre » pour mesurer la concentration de benzène au périmètre de l’installation et prendre des mesures correctives si la concentration dépasse une limite définie. Les procédures de collecte et d’analyse d’échantillons pour déterminer la concentration en benzène sont exposées dans les méthodes 325A et 325B de l’EPA des États-Unis.

En plus d’être visées par des règlements fédéraux, environ 112 raffineries américaines sont visées par des jugements convenus en vertu de la Petroleum Refinery Initiative de l’EPA des États-Unis¹⁶. Ces jugements incluent des mesures supplémentaires propres aux installations pour traiter les émissions de COV, y compris les exigences de DERF qui sont plus strictes que les règlements fédéraux américains. De nombreux états (dont la Californie, le Texas et la Louisiane) ont également mis en œuvre leurs propres règlements.

2 Enjeux

Les rejets de COV, y compris les GPR, provenant des pièces d’équipement de traitement aux installations des secteurs pétrolier et pétrochimique contribuent à la formation de smog, et donc à la pollution atmosphérique au Canada. La pollution atmosphérique s’est révélée avoir des répercussions négatives importantes sur la santé humaine, y compris des décès prématurés, des hospitalisations et des consultations aux urgences. Des études indiquent que la pollution atmosphérique est associée à

¹⁴ The current regulatory regime includes measures under the Standards of Performance for New Stationary Sources (NSPS) and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants (NESHAP) programs. Information on the NSPS program is available at <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-industry/new-source-performance-standards-and>. Information on the NESHAP program is available at <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/national-emission-standards-hazardous-air-pollutants-neshap-9>.

¹⁵ There are no upgraders in the United States.

¹⁶ Information on the Petroleum Refinery Initiative is available at <https://www.epa.gov/enforcement/petroleum-refinery-national-case-results>.

¹⁴ La réglementation actuelle inclut des mesures relevant des programmes Standards of Performance for New Stationary Sources (NSPS) et National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants (NESHAP). Des renseignements au sujet du programme NSPS se trouvent au <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-industry/new-source-performance-standards-and>. Des renseignements au sujet du programme NESHAP se trouvent au <https://www.epa.gov/stationary-sources-air-pollution/national-emission-standards-hazardous-air-pollutants-neshap-9> (en anglais seulement).

¹⁵ Il n’y a pas d’usine de valorisation aux États-Unis.

¹⁶ Des renseignements au sujet de la Petroleum Refinery Initiative sont disponibles au <https://www.epa.gov/enforcement/petroleum-refinery-national-case-results> (en anglais seulement).

carcinogenic VOC substances such as 1,3-butadiene, benzene and isoprene.

Most existing mandatory or voluntary measures for managing VOC releases focus on controlling large leaks from certain types of equipment components. However, smaller leaks are also an issue, because even low concentrations of the carcinogenic components of PRGs can cause harm to humans.

3 Objectives

The objectives of the proposed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)* are to

- reduce fugitive VOC releases from equipment leaks at petroleum refineries, upgraders and certain petrochemical facilities in Canada;
- provide protection for human health by minimizing, to the greatest extent practicable, exposure to carcinogenic components contained in PRGs;
- improve human health and environmental quality by reducing smog formation;
- promote a level playing field through nationally consistent VOC and PRG risk management measures; and
- harmonize these measures, to the extent possible, with existing measures in other jurisdictions (e.g. provinces, municipalities and the United States).

4 Description

In general, the proposed Regulations would apply to petroleum refineries, upgraders and certain petrochemical facilities. The proposed Regulations would require that the operator of each affected facility

- implement an LDAR program;
- put in place preventive equipment requirements;
- monitor the concentration of certain VOCs at the facility perimeter; and
- undertake record-keeping and reporting activities.

Concurrently with the proposed Regulations, the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection*

un risque accru de cancer du poumon et de maladies cardiaques. En plus de participer à la formation de smog, les GPR peuvent contenir des substances de COV cancérigènes comme le 1,3-butadiène, le benzène et l'isoprène.

La plupart des mesures obligatoires ou librement consenties en vigueur pour la gestion des rejets de COV se concentrent sur le contrôle des fuites importantes de certains types de pièces d'équipement. De plus petites fuites sont également problématiques, car même de faibles concentrations d'éléments cancérigènes des GPR peuvent causer des dommages aux êtres humains.

3 Objectifs

Les objectifs du projet de *Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)* sont les suivants :

- réduire les rejets fugitifs de COV provenant des fuites de pièces d'équipements dans les raffineries de pétrole, les installations de valorisation et certaines installations pétrochimiques au Canada;
- assurer la protection de la santé humaine en réduisant, dans la mesure du possible, l'exposition aux substances cancérigènes contenues dans les GPR;
- améliorer la santé humaine et la qualité de l'environnement en réduisant la formation de smog;
- promouvoir des conditions de concurrence équitables grâce à des mesures de gestion des risques liés aux COV et aux GPR cohérentes à l'échelle nationale;
- harmoniser ces mesures, le plus possible, avec les mesures en vigueur dans d'autres administrations (par exemple les provinces, les municipalités et les États-Unis).

4 Description

En général, le projet de règlement s'appliquerait aux raffineries de pétrole, aux usines de valorisation et à certaines installations pétrochimiques. Le projet de règlement exigerait l'exploitant de chaque installation visée à :

- établir et mettre en œuvre un programme de DERF;
- mettre en place des exigences préventives concernant les pièces d'équipements;
- surveiller la concentration de certains COV au périmètre de l'installation;
- entreprendre des activités de tenue de registres et de production de rapports.

Simultanément avec le projet de règlement, le *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application – Loi canadienne sur la protection*

Act, 1999) [the Designation Regulations] would be amended.¹⁷ The amendment would designate certain provisions in the proposed Regulations that refer to an increased fine regime for successfully prosecuted offenses involving harm, or risk of harm, to the environment, or obstruction of authority.

4.1 LDAR program

The proposed Regulations would require that facility operators implement an LDAR program, which would include maintaining an inventory of equipment components, undertaking inspections and repairing leaks.

- *Inventory of equipment components*: Operators would be required to maintain an up-to-date inventory of all equipment components in a system, if any part of the system comes into contact with a fluid that contains 10% or more VOCs by weight.
- *Inventory exclusions*: Certain equipment components would be excluded from the inventory, given low likelihoods of VOC releases, including certain leakless equipment components and equipment components that operate under vacuum conditions.
- *Inspection frequency*: Operators would be required to complete three inspections per year of all equipment components in the inventory, except for equipment components that are designated as “unsafe to inspect” and certain pumps that are equipped with a dual mechanical seal system. Operators would also be required to complete weekly visual inspections of all pumps in their inventory.
- *Leak detection*: Operators would be required to conduct inspections using sniffers in accordance with U.S. EPA Method 21 or using optical gas imaging (OGI) cameras.
- *Training*: Inspectors would be required to complete training in the use of leak detection instruments and in conducting leak inspections using those instruments, prior to conducting inspections.
- *Leak repair*: Operators would be required to quantify any identified leak, using a sniffer, before any repairs are made. Any leak that is considered a “significant leak” (based on the thresholds below) would be required to be repaired within specified timelines.
- *Significant leak*: Operators would be required to identify leaks as significant leaks if
 - for compressors, the leak results in a VOC concentration of 1 000 ppmv or more; and

de l'environnement (1999) [règlement de désignation] serait modifié¹⁷. La modification désignerait certaines dispositions du projet de règlement qui renvoient à un régime d'amendes accrues après une condamnation pour une infraction qui cause ou qui risque de causer des dommages à l'environnement, ou qui constitue une entrave à l'exercice d'un pouvoir.

4.1 Programme de DERF

Le projet de règlement exigerait que les exploitants d'installations établissent et mettent en œuvre un programme de DERF qui comprendrait l'établissement et la mise à jour d'un inventaire de pièces d'équipement, la réalisation d'inspections et le colmatage des fuites.

- *Inventaire des pièces d'équipement* : Les exploitants seraient tenus d'établir et mettre à jour un inventaire de toutes les pièces d'équipement qui font partie d'un système qui est exposé à un fluide contenant 10 % ou plus de COV en poids.
- *Exclusions de l'inventaire* : Certaines pièces d'équipement seraient exclues de l'inventaire, compte tenu de la faible probabilité de rejet de COV, y compris certaines pièces d'équipement exemptes de fuite et les pièces d'équipement qui fonctionnent sous vide.
- *Fréquence des inspections* : Les exploitants devraient effectuer trois inspections par année de toutes les pièces d'équipement énumérées dans l'inventaire, à l'exception de celles désignées comme dangereuses à inspecter et de certaines pompes équipées d'un système de double joint mécanique. Les exploitants devraient également effectuer des inspections visuelles hebdomadaires de toutes les pompes énumérées dans leur inventaire.
- *Détection des fuites* : Les exploitants seraient tenus de faire des inspections en utilisant des instruments de surveillance portatifs conformément à la méthode 21 de l'EPA des États-Unis ou en utilisant des instruments optiques de visualisation des gaz.
- *Formation* : Les inspecteurs seraient tenus de suivre une formation sur l'utilisation des instruments de détection des fuites et la réalisation des inspections de détection des fuites à l'aide de ces instruments, avant de procéder aux inspections.
- *Réparation des pièces d'équipement qui ont une fuite* : Les exploitants seraient tenus de quantifier toute fuite détectée au moyen d'un instrument de surveillance portatif avant toute réparation. Toute fuite qui est considérée comme une fuite importante (fondée sur la définition ci-dessous) devrait être colmatée dans des délais prescrits.

¹⁷ The Designation Regulations are available at <https://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/eng/regulations/detailReg.cfm?intReg=206>.

¹⁷ Le règlement de désignation est disponible à l'adresse <https://www.ec.gc.ca/lcpe-cepa/fra/reglements/DetailReg.cfm?intReg=206>.

- for all other equipment components, the leak results in a VOC concentration of 10 000 ppmv or more until December 31, 2024, and of 1 000 ppmv or more thereafter.
 - *Permitted repair time*: Operators would be required to repair significant leaks within 15 days of detection, within 60 days if the repair cannot be completed within 15 days, or during the next facility shutdown if the repair requires a full or partial facility shutdown.
 - *Replacement of equipment components with repeated significant leaks*: Replacement of equipment components with three significant leaks in a period of 24 consecutive months would be required, rather than repairing them. If the equipment component is a valve, other than a control valve, replacement with a certified low-leaking valve or repacking with certified low-leaking valve packing, would be required.
 - *Coming into force*: The proposed LDAR program requirements would come into force on July 1, 2019. In 2019, only one inspection would be required for equipment components in the inventory (rather than three), in order to allow companies time to implement the more comprehensive program beginning in 2020.
- *Fuite importante* : Les exploitants devraient identifier une fuite comme étant importante si :
 - pour la fuite provenant d'un compresseur, elle se traduit par une concentration en COV égale ou supérieure à 1 000 ppmv;
 - pour la fuite qui provient d'une autre pièce d'équipement, elle se traduit par une concentration de COV égale ou supérieure à 10 000 ppmv jusqu'au 31 décembre 2024 et égale ou supérieure à 1 000 ppmv par la suite.
 - *Délai pour effectuer les réparations* : Les exploitants seraient tenus de réparer les pièces d'équipement qui ont une fuite importante dans les 15 jours suivant la détection de la fuite, dans les 60 jours si la réparation ne peut être terminée dans les 15 jours, ou pendant le prochain arrêt de l'installation si la réparation nécessite une mise hors service complète ou partielle de l'installation.
 - *Remplacement des pièces d'équipement qui présentent des fuites importantes et répétées* : Il faudrait remplacer les pièces d'équipement qui ont trois fuites importantes au cours d'une période de 24 mois consécutifs, plutôt que de les réparer. Si la pièce d'équipement est une soupape autre d'une soupape de régulation, le remplacement par une soupape certifiée à faible fuite ou le réemballage avec une garniture certifiée à faible fuite serait exigé.
 - *Entrée en vigueur* : Les exigences du programme de DERF proposé entreraient en vigueur le 1^{er} juillet 2019. En 2019, une seule inspection serait nécessaire pour les pièces d'équipement de l'inventaire (plutôt que trois), pour donner aux entreprises le temps de mettre en œuvre un programme plus complet à partir de 2020.

4.2 Preventive equipment requirements

The proposed Regulations would require that facility operators ensure that certain equipment components meet design and operating requirements in order to minimize releases into the environment.

- *Open-ended lines*: Operators would be required to plug any segment of pipe that opens to the atmosphere.
- *Sampling systems*: Operators would be required to properly design and use any system that allows the operator to extract a sample of the process fluid from a pipe. These systems would be required to be designed and used in a manner that minimizes to the extent possible the release of VOCs into the environment.
- *Pressure relief devices*: Operators would be required to properly design and use any device that is capable of venting excess pressure. These devices would be required to be designed and used in a manner that minimizes to the extent possible the release of VOCs into the environment, and to be reset within six days of a pressure release.

4.2 Exigences préventives concernant les pièces d'équipement

Le projet de règlement exigerait que les exploitants d'installations veillent à ce que certaines pièces d'équipement répondent aux exigences de conception et d'exploitation suivantes pour réduire les rejets dans l'environnement.

- *Conduites ouvertes* : Les exploitants seraient tenus d'obturer toute extrémité de conduite qui s'ouvre vers l'atmosphère.
- *Systèmes d'échantillonnage* : Les exploitants seraient tenus de concevoir et d'utiliser correctement tout système qui leur permet d'extraire un échantillon du fluide de procédé d'un tuyau. Il faudrait que ces systèmes soient conçus et utilisés de manière à réduire autant que possible le rejet de COV dans l'environnement.
- *Dispositifs de détente de pression* : Les exploitants seraient tenus de concevoir et d'utiliser correctement tout dispositif capable d'abaisser la pression en cas d'excès de pression. Ces dispositifs devraient être conçus et utilisés de manière à minimiser dans la mesure du possible le rejet de COV dans

- *Compressors*: Operators would be required to equip compressors with either a mechanical seal system with a barrier fluid system or a closed-vent system to capture leakage.
- *Coming into force*: The proposed preventive equipment requirements would come into force on July 1, 2019.

4.3 Fenceline monitoring

The proposed Regulations would require that facility operators establish sampling locations around the perimeter of the facility and perform sampling according to specific methods and timing. The proposed requirements for quantity and location of the sampling locations, sample collection frequency and the sampling and laboratory analysis align with specific elements of U.S. EPA Methods 325A and 325B.

- *Sampling locations*: Facility operators would be required to establish sampling locations along the perimeter of the facility, depending on the size and shape of the facility, with at least 12 sampling locations per facility, as specified in U.S. EPA Method 325A.
- *Collection of samples*: Operators would be required to collect samples every 14 days, from April to December, at the sampling locations.
- *Analysis of samples*: Operators would be required to analyze the samples to determine the concentration of benzene and 1,3-butadiene, as well as the total concentration of all retainable VOCs, at each monitoring station.
- *Exceptions*: Operators would be able to decrease the analysis frequency for 1,3-butadiene from every 14 days to every six months, if 19 consecutive results are obtained that are below the applicable detection limit.
- *Coming into force*: The proposed fenceline monitoring requirements would come into force on January 1, 2018, and the collection and analysis of samples would be required as of July 1, 2018. This would enable the establishment of a base year for monitoring facility emissions that are not yet subject to the LDAR requirements of the proposed Regulations.

4.4 Other requirements

The proposed Regulations would require that facility operators carry out certain additional activities including record keeping, reporting and auditing.

l'environnement et être réinitialisés dans les six jours suivant la détente de pression.

- *Compresseurs* : Les exploitants seraient tenus d'équiper les compresseurs soit d'un système de joint mécanique avec système à fluide de barrage, soit d'un système d'évent fermé pour capter les fuites.
- *Entrée en vigueur* : Les exigences préventives proposées concernant les pièces d'équipement entreraient en vigueur le 1^{er} juillet 2019.

4.3 Surveillance du périmètre

Le projet de règlement exigerait que les exploitants d'installations établissent des emplacements de surveillance autour du périmètre des installations et effectuent un échantillonnage selon des méthodes et le respect de délais précis. Les exigences proposées pour le nombre et l'emplacement des sites d'échantillonnage, la fréquence des prélèvements d'échantillons, l'échantillonnage et les analyses en laboratoire correspondent aux éléments des méthodes 325A et 325B de l'EPA des États-Unis.

- *Emplacements des sites de surveillance* : Les exploitants devraient déterminer l'emplacement d'échantillonnage le long du périmètre de l'installation, selon la taille et la forme de l'installation, avec au moins 12 emplacements d'échantillonnage par installation, conformément à la méthode 325A de l'EPA des États-Unis.
- *Collecte d'échantillons* : Les exploitants devraient recueillir des échantillons dans les emplacements de surveillance tous les 14 jours, d'avril à décembre.
- *Analyse des échantillons* : Les exploitants seraient tenus d'analyser les échantillons pour déterminer la concentration de benzène et de 1,3-butadiène, ainsi que la concentration totale de l'ensemble des COV conservables, à chaque emplacement d'échantillonnage.
- *Exceptions* : Les exploitants seraient en mesure de diminuer la fréquence d'analyse du 1,3-butadiène de 14 jours à six mois, si 19 résultats consécutifs obtenus sont inférieurs à la limite de détection.
- *Entrée en vigueur* : Les exigences relatives à la surveillance du périmètre proposées entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2018, et la collecte et l'analyse des échantillons seront requises à compter du 1^{er} juillet 2018. Cela permettrait l'établissement d'une année de référence pour la surveillance de rejets fugitifs qui ne sont pas encore assujettis aux exigences de DERF du projet de règlement.

4.4 Autres exigences

Le projet de règlement exigerait que les exploitants d'installations effectuent certaines activités additionnelles, y compris la tenue de registres, l'élaboration de rapports et des vérifications.

- *Record keeping*: Operators would be required to keep records related to the LDAR, preventive equipment and fenceline monitoring requirements noted above.
- *Reporting and third-party auditing*: Operators would be required to submit a summary report on their LDAR and fenceline monitoring activities, and a third-party audit report, annually to the Minister of the Environment. Reporting methods are still under consideration and will be discussed with stakeholders¹⁸ to ensure alignment with other jurisdictions and the use of single-window reporting tools, where available and appropriate.
- *Coming into force*: The proposed record-keeping requirements for fenceline monitoring would come into force on January 1, 2018. The proposed record-keeping requirements for LDAR and preventive equipment requirements would come into force on July 1, 2019. Annual reports would be required beginning in 2019, and third-party audit reports would be required beginning in 2021.

5 Regulatory and non-regulatory options considered

The Department of the Environment (the Department) reviewed and assessed various regulatory and non-regulatory instruments to determine the best instrument to achieve the objectives of the proposed Regulations. The assessment was based on a variety of criteria such as environmental effectiveness, economic efficiency, distributional impact, stakeholder acceptability and jurisdictional compatibility. A summary of conclusions is presented below.

5.1 Status quo

As indicated above, most facilities have an LDAR program in place. However, many existing LDAR programs were developed based on the CCME Code published in 1993, which aims to reduce VOCs from large fugitive leaks. As well, the Code only focuses on certain types of equipment components and requires annual inspections for most of them, which could allow large leaks to continue for a long period of time before they are detected and repaired. Timely detection and repair of both small and large leaks is critical, because even low concentrations of the carcinogenic components of PRGs can cause harm to human health. Hence, fugitive releases of VOCs, including PRGs, at those facilities must be further reduced. Therefore, maintaining the status quo is not a preferred option,

- *Tenue de registres* : Les exploitants devraient tenir des registres concernant les exigences relatives à la DERF et à la surveillance du périmètre, ainsi que les exigences préventives concernant les pièces d'équipement indiquées plus haut.
- *Rapports et vérifications par des tiers* : Les exploitants devraient remettre chaque année au ministre de l'Environnement un rapport de synthèse sur leurs activités liées à la DERF et à la surveillance du périmètre, ainsi qu'un rapport de vérification par une tierce partie. Les méthodes de présentation des rapports sont toujours à l'étude et seront discutées avec les intervenants¹⁸ pour assurer l'harmonisation avec d'autres compétences et l'utilisation d'outils de déclaration à guichet unique, lorsque cela est possible et approprié.
- *Entrée en vigueur* : Les exigences proposées en matière de tenue de registres pour la surveillance du périmètre entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Les modalités proposées quant à la tenue de registres relatives aux exigences préventives concernant les pièces d'équipement et aux exigences de DERF entreraient en vigueur le 1^{er} juillet 2019. Des rapports annuels seraient exigés à compter de 2019, et des rapports de vérification par des tiers seraient nécessaires à compter de 2021.

5 Options réglementaires et non réglementaires considérées

Le ministère de l'Environnement (le Ministère) a examiné et évalué divers instruments réglementaires et non réglementaires afin de déterminer le meilleur instrument pour atteindre les objectifs du projet de règlement. L'évaluation reposait sur un ensemble de critères tels que l'efficacité environnementale, l'efficacité économique, l'incidence sur la répartition, l'acceptabilité pour les intervenants et la compatibilité des compétences juridiques. Un résumé des conclusions est présenté ci-dessous.

5.1 Statu quo

Comme il a été mentionné plus haut, la plupart des installations disposent d'un programme de DERF. Cependant, de nombreux programmes ont été élaborés sur la base du Code du CCME publié en 1993, qui vise à réduire les COV provenant de fuites importantes. De plus, le Code ne se concentre que sur certains types de pièces d'équipement et exige des inspections annuelles pour la plupart, ce qui pourrait permettre que des fuites importantes se poursuivent pendant une longue période avant qu'elles ne soient détectées et colmatées. La détection des fuites et la réparation en temps opportun de pièces d'équipement qui présentent de petites et de grandes fuites sont essentielles, car même de faibles concentrations de composantes cancérigènes provenant des GPR peuvent nuire à la

¹⁸ The term "stakeholders" refers to any organizations or individuals from industry and non-governmental organizations (NGOs).

¹⁸ Le terme « intervenants » désigne des organisations ou personnes de l'industrie ainsi que des organisations non gouvernementales (ONG).

because it does not effectively address the risks of PRGs for Canadians in the vicinity of those facilities.

5.2 Code of practice

A code of practice was not considered as a potential instrument to further reduce fugitive VOC and PRG releases as it is voluntary and not enforceable. It is not expected that all facilities would adopt a code of practice if it were to be developed, as evidence shows that some facilities do not follow the existing CCME Code. Two facilities have confirmed that they do not have an LDAR program in place. Therefore, it has been concluded that a code of practice would not result in the reductions of VOC and PRG releases that would be necessary to adequately protect the health of Canadians.

5.3 Pollution prevention planning notice

Persons subject to a pollution prevention (P2) planning notice must prepare and implement a P2 plan that meets the requirements of the notice, must have their plan available on site and must carry out the actions identified in their plan. The implementation of P2 plans is enforceable, but their contents can vary because each plan is developed by an individual facility. Consequently, a P2 planning notice does not foster national consistency. As well, it does not guarantee the implementation of measures that are needed to minimize exposure to carcinogenic components present in PRGs to the greatest extent practicable, such as frequent inspections (e.g. three inspections per year) and equipment modifications. Therefore, the Department concluded that a P2 planning notice was not the best instrument to achieve the objectives of the proposed Regulations.

5.4 Market-based instruments

The Department considered market-based instruments such as cap and trade programs, as well as fees and charges.

A cap and trade system was not considered, as setting a cap may suggest that there is a safe or acceptable amount of releases of carcinogens, which is not the case. The assessment of 1,3-butadiene indicated a high priority for investigation of options to reduce exposure for those in the vicinity of industrial sources. With a cap and trade system, it is not possible to control where the emission reductions will take place. It is determined by the markets; thus, the objective of protecting Canadians in the vicinity of the

santé humaine. En conséquence, les rejets fugitifs de COV, y compris les GPR, doivent être réduits davantage à ces installations. Le statu quo n'est donc pas une option privilégiée, parce qu'il n'élimine pas efficacement les risques que présentent les GPR pour les Canadiens qui se trouvent à proximité des installations émettrices.

5.2 Code de pratique

L'élaboration d'un code de pratique n'a pas été examinée comme instrument pour réduire davantage les rejets fugitifs de COV et de GPR, car la mise en œuvre des codes est facultative et non exécutoire. On ne s'attend pas à ce que toutes les installations adoptent un code de pratique s'il fallait en élaborer un, car on a constaté que certaines installations ne suivent pas le code existant du CCME. En effet, deux installations ont confirmé qu'elles n'ont pas de programme de DERF. Par conséquent, on conclut qu'un code de pratique ne donnerait pas lieu aux réductions nécessaires des rejets de COV et de GPR pour protéger adéquatement la santé des Canadiens.

5.3 Avis de planification de la prévention de la pollution

Les personnes à qui s'adresse un avis de planification de la prévention de la pollution (P2) doivent établir et mettre en œuvre un plan P2 qui satisfait aux exigences de l'avis, doivent avoir un exemplaire de leur plan disponible sur place et doivent appliquer les mesures indiquées dans leur plan. La mise en place d'un plan P2 est exécutoire, mais son contenu peut varier parce que chaque plan est élaboré par une installation individuelle. Ainsi, un avis de planification P2 ne permet pas d'assurer une application uniforme à l'échelle nationale. De plus, il ne garantit pas la mise en œuvre des mesures nécessaires pour minimiser autant que possible l'exposition aux substances cancérigènes présentes dans les GPR, comme les inspections fréquentes (par exemple trois inspections par année) et les modifications apportées aux pièces d'équipement. Par conséquent, le Ministère a conclu qu'un avis de planification P2 n'était pas le meilleur instrument pour atteindre les objectifs du projet de règlement.

5.4 Instruments fondés sur le marché

Le Ministère a examiné des instruments fondés sur le marché tels que les programmes de plafonnement et d'échange, ainsi que les droits et les frais.

On n'a pas examiné le principe du système de plafonnement et d'échange, car l'établissement d'un plafond peut indiquer qu'il existe une quantité sûre ou acceptable de rejets de substances cancérigènes, ce qui n'est pas le cas. L'évaluation du 1,3-butadiène a indiqué qu'il fallait accorder une priorité élevée à l'étude des choix permettant de réduire l'exposition des personnes qui se trouvent à proximité de sources industrielles. Avec un système de plafonnement et d'échange, il n'est pas possible de contrôler les

affected facilities cannot be achieved by the cap and trade system.

Alternatively, fees and charges could be levied on facilities that emit VOCs above a threshold level. However, it would require a significant amount of time to configure them so that they provide the best incentive to industry. Furthermore, it would be costly and time-consuming to revise the fee structure as technology evolves. This approach was therefore also rejected.

5.5 Regulation

National regulatory requirements were considered to be the most practical and effective way to reduce fugitive VOC releases, and thereby reduce exposure to PRGs and their carcinogenic components and protect human health. Being mandatory and uniform, regulatory measures would provide consistent fugitive VOC release control measures across affected facilities in the Canadian petroleum and petrochemical sectors, thereby achieving the objectives of the proposed Regulations.

6 Benefits and costs

The proposed Regulations would reduce fugitive VOC releases from the affected facilities by about 102 kt and GHG emissions by about 43 kt of CO₂e, for the years 2017 to 2035. Reducing VOC releases would improve air quality by reducing primary precursors of smog (ground-level O₃ and PM_{2.5}). Better air quality results in improved human health, including reduced risks of premature mortalities and decreased cardiovascular system-related emergency room visits, valued by Health Canada at around \$240M. Environmental benefits due to the reduction of VOC releases, such as increased agricultural productivity, reduced home cleaning expenditures and improved visibility, are valued at \$4M.

Other benefits include reduced human exposure to carcinogenic substances, GHG emission reduction and recovered products. Due to lack of data, the benefits associated with reductions in releases of carcinogenic substances are not quantified and monetized. However, a qualitative analysis is provided below. The benefit from GHG (primarily as methane) emission reduction is valued at \$3M. Methane is a component of many process streams at petroleum and petrochemical facilities; thus, reducing fugitive VOC releases from these streams would also result in the reduction of methane emissions.

endroits où les réductions d'émissions auront lieu. Cela est déterminé par les marchés; par conséquent, l'objectif de protéger les Canadiens à proximité des installations visées ne peut être atteint par un système de plafonnement et d'échange.

À titre de solution de rechange, des frais pourraient être perçus pour les installations qui rejettent des COV au-dessus d'un seuil donné. Cependant, il faudrait beaucoup de temps pour configurer cette approche incitative afin qu'elle fournisse la meilleure option pour l'industrie. En outre, la révision des frais à mesure que la technologie évolue serait longue et dispendieuse. Cette approche a donc été rejetée.

5.5 Réglementation

Les exigences réglementaires nationales ont été considérées comme le moyen le plus pratique et le plus efficace de réduction des rejets fugitifs de COV, permettant une réduction de l'exposition à des GPR et à leurs composants cancérigènes et contribuant ainsi à la protection de la santé humaine. Étant donné qu'elles sont obligatoires et uniformes, les mesures réglementaires prévoient des mesures cohérentes de contrôle des rejets fugitifs de COV dans les installations visées des secteurs pétrolier et pétrochimique canadiens, ce qui permettrait d'atteindre les objectifs du projet de règlement.

6 Avantages et coûts

Le projet de règlement réduirait les rejets fugitifs de COV des installations visées d'environ 102 kt et les émissions de GES d'environ 43 kt d'éq. CO₂, pour les années 2017 à 2035. La réduction des rejets de COV améliorerait la qualité de l'air en réduisant les précurseurs primaires du smog (ozone troposphérique et particules de 2,5 micromètres). Une meilleure qualité de l'air entraîne une amélioration de la santé humaine, notamment une réduction des risques de mortalité prématurée et une diminution des consultations aux urgences liées au système cardiovasculaire, lesquelles sont évaluées à environ 240 millions de dollars par Santé Canada. Les avantages environnementaux découlant de la réduction des rejets de COV, comme l'augmentation de la productivité agricole, la réduction des dépenses de nettoyage des habitations et l'amélioration de la visibilité, sont évalués à 4 millions de dollars.

Parmi les autres avantages, citons la réduction de l'exposition des humains aux substances cancérigènes, la réduction des émissions de GES et la récupération de produits. En raison du manque de données, les avantages liés à la réduction des rejets de substances cancérigènes ne sont pas quantifiés ni traduits sous forme monétaire. Cependant, une analyse qualitative est fournie ci-dessous. Les avantages découlant de la réduction des émissions de GES (principalement dans le cas du méthane) sont évalués à 3 millions de dollars. Le méthane est un composant de nombreux flux de procédés dans les installations pétrolières et pétrochimiques, et la réduction des rejets fugitifs

Fugitive leaks result in the release of liquid hydrocarbons (e.g. crude oil and gasoline) to the atmosphere as VOC vapours. Consequently, facilities encounter economic losses of liquid hydrocarbon products when VOCs are released into the atmosphere. The inspection and repair of leaking equipment components would allow such products to be recovered for production or sale. The benefit of recovered fuel products is estimated to be \$69M.

In total, the benefits associated with the proposed Regulations are estimated at \$313M.

To achieve these outcomes, facilities would need to implement an LDAR program, implement preventive equipment requirements, monitor the concentration of certain VOCs at the facility perimeter and undertake record-keeping and reporting activities. For the years 2017 to 2035, these actions would result in a total compliance cost of \$253M, including \$204M for LDAR, \$22M for equipment modification and maintenance and \$14M for fence-line monitoring. The Government would incur a total cost of \$1M for compliance promotion and enforcement.

Overall, the proposed Regulations would result in a net benefit to Canadians of about \$59M, with a benefit-cost ratio of 1.2:1.

6.1 Analytic framework

A benefit-cost analysis (BCA) was conducted to assess the incremental impacts of the proposed Regulations by comparing two scenarios. The business-as-usual (BAU) scenario assumes that facilities would continue to meet existing regulatory requirements or continue voluntary practices for controlling fugitive VOC releases. The regulatory scenario assumes that facilities would take the actions required by the proposed Regulations. The differences in impact between the regulatory scenario and the BAU scenario are the incremental impacts of the proposed Regulations.

The impacts of each scenario were assessed and quantified to the extent possible and are discussed in detail below. Benefits and costs are assessed for the 2017 to 2035 period. Dollar values are expressed in 2015 Canadian dollars and are discounted using a social discount rate of 3%. Unless otherwise specified, all results are presented cumulatively for the 2017 to 2035 period.

de COV provenant de ces flux entraînerait également une réduction des émissions de méthane.

Les fuites entraînent le rejet d'hydrocarbures liquides (par exemple le pétrole brut et l'essence) dans l'atmosphère sous forme de vapeurs de COV. Ainsi, les installations subissent des pertes économiques sous forme de produits d'hydrocarbures liquides lorsque des COV sont rejetés dans l'atmosphère. Grâce à l'inspection et à la réparation des pièces d'équipement qui fuient, ces produits pourraient être récupérés pour la production ou la vente. L'avantage de la récupération des produits de carburant est estimé à 69 millions de dollars.

Au total, les avantages associés au projet de règlement sont estimés à 313 millions de dollars.

Pour atteindre ces résultats, les installations devront mettre en œuvre un programme de DERF, se conformer aux exigences préventives concernant les pièces d'équipement, surveiller la concentration de certains COV au périmètre de l'installation et entreprendre des activités de tenue de registres et d'établissement de rapports. Pour les années 2017 à 2035, ces mesures se traduiraient par un coût total de conformité de 253 millions de dollars, dont 204 millions de dollars pour la DERF, 22 millions de dollars pour la modification et l'entretien des pièces d'équipement et 14 millions de dollars pour la surveillance du périmètre. Le gouvernement engagerait un coût total de 1 million de dollars pour la promotion de la conformité et l'application de la loi.

Dans l'ensemble, le projet de règlement aboutirait à un avantage net pour les Canadiens d'environ 59 millions de dollars, avec un rapport avantages-coûts de 1,2 pour 1.

6.1 Cadre analytique

Une analyse avantages-coûts (AAC) a été effectuée pour évaluer les effets différentiels du projet de règlement en comparant deux scénarios. Selon le scénario du statu quo, les installations continueraient de se conformer aux exigences réglementaires en vigueur ou maintiendraient les pratiques volontaires visant à contrôler les rejets de COV. Le scénario de réglementation suppose que les installations prendraient les mesures obligatoires dans le projet de règlement. Les différences d'effets entre le scénario de réglementation et le scénario du statu quo sont les effets différentiels du projet de règlement.

Les incidences de chaque scénario ont été évaluées et quantifiées dans la mesure du possible et sont discutées en détail ci-dessous. Les avantages et les coûts sont évalués pour la période de 2017 à 2035. Les valeurs en dollars sont exprimées en dollars canadiens de 2015 et sont actualisées en utilisant un taux d'actualisation social de 3 %. Sauf indication contraire, tous les résultats sont présentés cumulativement pour la période de 2017 à 2035.

6.1.1 Assumptions, data and uncertainties

The modelling of benefits, costs and emissions was informed by extensive research and consultation with stakeholders. Data were collected from a variety of Canadian and international government publications, databases, academic papers and submissions from industry sources. For example, industry stakeholders were consulted on key assumptions and data, and input was incorporated into the analysis to improve estimates for equipment component inventories, as well as inspection, repair and administration costs.

The BCA was based on the best available information. However, it presents only one possibility, which is subject to a set of assumptions and uncertainties associated with data estimation and projections. The Department, despite its best efforts to provide a picture that is as comprehensive as possible, had to make assumptions, in some instances, to accommodate a lack of supporting data. For example, detailed information pertaining to the fraction of equipment components that is leaking (leak fractions) and emission rates (the quantity of VOCs released to the atmosphere through the leak source, in terms of total kilograms per hour) at Canadian facilities for equipment components subject to an LDAR program was not available. Consequently, the Department estimated these data using the U.S. EPA Protocol for Equipment Leak Emission Estimates (the U.S. EPA Protocol), a U.S. EPA report entitled *Emission Factors and Frequency of Leak Occurrence for Fittings in Refinery Process Units* and the Department's technical expertise.¹⁹ Industry stakeholders were consulted on these estimates and provided leak fraction and emissions rate data; however, these data were incomplete.

6.1.2 Models

As indicated above, a BCA model was developed to quantify and monetize benefits and costs, and to estimate fugitive VOC releases (further detailed below) in the BAU and regulatory scenarios. Once fugitive VOC releases were estimated, the Department's Energy, Emissions and Economy Model for Canada (E3MC) and A Unified Regional Air-Quality Modelling System (AURAMS) were used to determine changes in ambient air concentrations between the two scenarios. The Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT) model of Health Canada was then used to estimate the health impacts of these changes. Similarly, the Department's Air Quality Valuation Model 2

¹⁹ The Department's estimated leak fractions and emission rates for Canadian facilities are available upon request.

6.1.1 Hypothèses, données et incertitudes

La modélisation des avantages, des coûts et des émissions a été étayée par des recherches approfondies et des consultations avec les intervenants. Les données proviennent de diverses publications gouvernementales canadiennes et internationales, de bases de données, de documents universitaires et de présentations de sources de l'industrie. Par exemple, les intervenants de l'industrie ont été consultés au sujet des principales hypothèses et données, et les intrants résultants ont été intégrés à l'analyse pour améliorer les estimations concernant les inventaires de pièces d'équipement, ainsi que les frais d'inspection, de réparation et d'administration.

L'analyse avantages-coûts était basée sur les meilleures informations disponibles. Cependant, elle ne représente qu'une possibilité, qui est assujettie à un ensemble d'hypothèses et d'incertitudes associées à l'estimation des données et à des projections. Malgré tous les efforts pour dresser un tableau aussi complet que possible, il y a eu des cas où le Ministère a dû formuler des hypothèses devant le manque de données à l'appui. Par exemple, des renseignements détaillés sur le pourcentage des pièces d'équipement qui fuient (proportion de fuites) et les taux d'émission (la quantité de COV rejetée dans l'atmosphère par la source de fuite, en kilogrammes par heure) pour les pièces d'équipement visées dans les installations canadiennes par un programme de DERF n'étaient pas disponibles. Ainsi, le Ministère a estimé ces données en utilisant le protocole de l'EPA des États-Unis pour les estimations des émissions de fuites des pièces d'équipement, un rapport de l'EPA des États-Unis intitulé *Emission Factors and Frequency of Leak Occurrence for Fittings in Refinery Process Units* et les compétences internes du Ministère¹⁹. Les intervenants de l'industrie ont été consultés au sujet de ces estimations et ils ont fourni des données sur les pourcentages des pièces d'équipement qui fuient et les taux d'émissions. Ces données étaient toutefois incomplètes.

6.1.2 Modèles

Comme il a été mentionné plus haut, un modèle d'AAC a été élaboré pour quantifier et établir la valeur monétaire des avantages et des coûts, ainsi que pour estimer les rejets fugitifs de COV (détaillés ci-dessous) dans les scénarios de statu quo et de réglementation. Une fois les rejets fugitifs de COV estimés, on a utilisé le modèle énergie-émissions-économies du Canada (E3MC) du Ministère et le système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air (AURAMS) pour déterminer les changements qui touchent les concentrations atmosphériques d'un scénario à l'autre. Le modèle de l'Outil d'évaluation des bénéfices liés à la qualité de l'air (AQBAT) de Santé

¹⁹ Les fréquences de fuite et les taux d'émissions du Ministère pour les installations canadiennes sont disponibles sur demande.

(AQVM2) was used to estimate the environmental benefits. These models are peer-reviewed.

6.1.3 Facilities and equipment components

The proposed Regulations would affect 26 Canadian facilities (both existing and new) in the petroleum and petrochemical sectors. This includes 18 petroleum refineries, 6 upgraders and 2 petrochemical facilities. One facility in Alberta shut down its upgrading capacity due to an explosion in January 2016, but it is assumed that this facility would resume operation in 2018. One new refinery in Alberta is expected to begin operations in 2017.

The LDAR program set out in the proposed Regulations applies to all equipment components in a system, if any part of the system comes into contact with a fluid that contains 10% or more of VOCs by weight (subject to certain exceptions). This analysis considers the following categories of equipment component:

1. Pumps in light liquid and heavy liquid services;
2. Valves, connectors, sampling connections and pressure relief devices (PRDs) in gas or vapour, light liquid and heavy liquid services;
3. Compressors; and
4. Open-ended lines (OELs).

The inventory of equipment components varies depending on production capacity complexity of process units and the type of facility. For facilities that did not submit equipment component counts in response to the Department's 2016 survey, the analysis used average equipment component counts based on a memo from RTI International to the U.S. EPA (the RTI Memo).²⁰ Equipment component inventories for upgraders are assumed to be the same as those for refineries. Equipment component counts submitted by facilities were adjusted for data gaps. A summary of inventory estimates is presented in Table 1. The RTI Memo classifies refineries based on their production capacity and classifies petrochemical facilities based on their "complexity" (an approach that takes into consideration the range of different process units present in the facilities).

²⁰ *Analysis of Emissions Reduction Techniques for Equipment Leaks*, prepared for the U.S. EPA by RTI International, December 2011, EPA Docket No. EPA-HQ-OAR-2010-0869. Available at <https://www.regulations.gov/document?D=EPA-HQ-OAR-2015-0216-0034>.

Canada a ensuite été utilisé pour estimer les répercussions sur la santé de ces changements. De même, le Modèle d'évaluation de la qualité de l'air 2 (MEQA2) du Ministère a été utilisé pour estimer les avantages environnementaux. Ces modèles sont évalués par des pairs.

6.1.3 Installations et pièces d'équipement

Le projet de règlement toucherait 26 installations canadiennes (existantes et nouvelles) dans les secteurs du pétrole et de la pétrochimie. Il s'agit de 18 raffineries de pétrole, de 6 usines de valorisation et de 2 installations pétrochimiques. Une installation en Alberta a cessé d'exploiter sa capacité de valorisation en raison d'une explosion en janvier 2016, mais on suppose qu'elle reprendra l'exploitation en 2018. Une nouvelle raffinerie en Alberta devrait entrer en activité en 2017.

Le programme de DERF visé dans le projet de règlement s'applique à toutes les pièces d'équipement faisant partie d'un système exposé à un fluide contenant 10 % ou plus de COV en poids (sous réserve de certaines exceptions). Cette analyse prend en compte les catégories de pièces d'équipement suivantes :

1. Pompes à liquide lourd et à liquide léger;
2. Soupapes, raccords, prises d'échantillonnage et dispositifs de détente de pression qui fonctionnent avec du gaz, de la vapeur, des liquides légers et des liquides lourds;
3. Compresseurs;
4. Conduites ouvertes.

L'inventaire des pièces d'équipement varie en fonction de la complexité de la capacité de production des unités de traitement et du type d'installation. Dans le cas des installations qui n'ont pas recensé leurs pièces d'équipement dans le cadre de l'enquête de 2016 du Ministère, l'analyse a utilisé le nombre moyen de pièces d'équipement basé sur une note de RTI International adressé à l'EPA des États-Unis²⁰. On suppose que les inventaires des usines de valorisation sont les mêmes que ceux des raffineries. Les nombres de pièces d'équipement présentés par les installations ont été ajustés en fonction des lacunes dans les données. Le tableau 1 présente un résumé des estimations d'inventaire. La note de RTI classe les raffineries selon leur capacité de production et classe les installations pétrochimiques selon leur « complexité » (une approche qui tient compte de la gamme d'unités de traitement différentes présentes dans les installations).

²⁰ *Analysis of Emissions Reduction Techniques for Equipment Leaks*, prepared for the U.S. EPA by RTI International, December 2011, EPA Docket No. EPA-HQ-OAR-2010-0869. Disponible au <https://www.regulations.gov/document?D=EPA-HQ-OAR-2015-0216-0034>.

Table 1: Average equipment component counts

Sector	Production Capacity (barrel/day)	Complexity of Process Units	Average Equipment Component Count	Number of Facilities	Location
Refinery	≥50 000	-	46 545	14	4 in Alta., 4 in Ont., 2 in Que., 1 each in B.C., N.B., N.L. and Sask.
	<50 000	-	17 024	4	1 each in Alta., B.C., Ont. and Sask.
Upgrader	≥50 000	-	42 661	6	5 in Alta., 1 in Sask.
Petrochemical	-	Complex	12 747	1	1 in Alta.
	-	Medium	4 594	1	1 in Ont.

Source: Estimation based on the RTI Memo and stakeholder input.

Tableau 1 : Nombre moyen de composants

Secteur	Capacité de production (barils/jour)	Complexité des unités de traitement	Nombre moyen de composants	Nombre d'installations	Emplacement
Raffinerie	≥ 50 000	-	46 545	14	4 en Alb., 4 en Ont., 2 au Qc, 1 en C.-B., 1 au N.-B., 1 à T.-N.-L. et 1 en Sask.
	< 50 000	-	17 024	4	1 en Alb., 1 en C.-B., 1 en Ont. et 1 en Sask.
Valorisation	≥ 50 000	-	42 661	6	5 en Alb. et 1 en Sask.
Pétrochimie	-	Élevée	12 747	1	1 en Alb.
	-	Moyenne	4 594	1	1 en Ont.

Source : Estimation basée sur la note de RTI et commentaires des intervenants.

The number of equipment components for existing facilities are assumed to remain unchanged over time, because existing facilities are not expected to expand their production capacity. For the new facility in Alberta, it is assumed that the production capacity would be fully established during the first construction phase.

6.2 Business-as-usual scenario

6.2.1 Current LDAR programs

In the BAU scenario, affected facilities would continue to adhere to the LDAR programs currently in place. The determination of an individual facility's current LDAR program is based on whether the facility is subject to LDAR requirements under operating permits, provincial regulations, or municipal by-laws. If no such information is available, it is assumed that existing facilities would follow a code of practice published by the Canadian Fuels Association (the CFA code).²¹ However, the new facility in Alberta is assumed to be subject to an operating permit that references the LDAR program based on the

On a pris comme hypothèse que le nombre de pièces d'équipement des installations existantes demeurera inchangé au fil du temps, car les installations existantes ne devraient pas accroître leur capacité de production. Pour la nouvelle installation en Alberta, on suppose que la capacité de production serait entièrement établie au cours de la première phase de construction.

6.2 Scénario du statu quo

6.2.1 Programmes actuels de DERF

Dans le scénario du statu quo, les installations visées continueraient d'appliquer les programmes de DERF en place. Actuellement, le programme de chaque installation est déterminé selon que l'installation est visée par les exigences en matière de DERF d'un permis d'exploitation, de la réglementation provinciale ou des règlements municipaux. Si ce renseignement n'est pas connu, on suppose que les installations suivent un code de pratique publié par l'Association canadienne des carburants (code de l'ACC)²¹. Cependant, on présume que la nouvelle installation en Alberta fait l'objet d'un permis d'exploitation qui

²¹ *Guideline for Measurement and Control of Fugitive Hydrocarbons Emissions.*

²¹ *Guideline for Measurement and Control of Fugitive Hydrocarbons Emissions.*

CCME Code, given that most facilities in the province are operating under similar permits. The Department received confirmation that no LDAR program is in place at two facilities. Table 2 provides a summary of LDAR programs at affected facilities and subsection 1.4 above describes specific LDAR program requirements.

Table 2: LDAR programs under the BAU scenario by province

Reference for LDAR Program	Province	Number of Facilities
CCME Code referred to in operating permits (14 in total)	B.C.	1
	Alta.	10
	Sask.	1
	N.B.	1
	N.L.	1
CFA code (1 in total)	Alta.	1
Municipal by-laws or provincial regulations and standards (9 in total)	B.C.	1
	Que.	2
	Ont.	6
No LDAR (2 in total)	-	2

6.2.2 Leak detection and measurement

Industry stakeholders have indicated that, in most cases, inspections are conducted by contracted LDAR technicians. Based on the information collected, technicians use a variety of methods to detect leaks. Some inspect equipment components using a sniffer, while others use an OGI camera to detect leaks and then a sniffer to measure leak concentrations.

Optical gas imaging cameras are equipped with special filters that allow inspectors to detect and display methane and VOC gas plumes, which are invisible to the naked eye. The cameras are capable of scanning large areas in real time and identifying the source of a leak within a short time frame. Various expert sources indicated that OGI cameras can scan between 1 800 and 2 300 equipment components per hour. In field use, OGI cameras are currently capable of detecting the majority of leaks of 10 000 ppmv or more. They are also capable of detecting smaller leaks in ideal weather conditions. With technology advancement and user training and experience, it is expected that, by 2024, cameras would be able to detect the majority of leaks of 1 000 ppmv or more. In addition,

renvoie au programme de DERF fondé sur le Code du CCME, étant donné que la plupart des installations de la province fonctionnent conformément à un tel permis. Le Ministère a reçu confirmation que deux installations n'ont aucun programme de DERF. Le tableau 2 résume les programmes de DERF appliqués aux installations visées, et le point 1.4 plus haut décrit les exigences particulières des programmes.

Tableau 2 : Programmes de DERF selon le scénario du statu quo par province

Référence pour le programme de DERF	Province	Nombre d'installations
Renvoi au Code du CCME dans les permis d'exploitation (14 au total)	C.-B.	1
	Alb.	10
	Sask.	1
	N.-B.	1
	T.-N.-L.	1
Code de l'ACC (1 au total)	Alb.	1
Règlements municipaux ou normes et règlements provinciaux (9 au total)	C.-B.	1
	Qc	2
	Ont.	6
Sans DERF (2 au total)	-	2

6.2.2 Détection et mesure des fuites

Des intervenants de l'industrie ont indiqué que, dans la plupart des cas, les inspections sont effectuées par des techniciens en DERF sous contrat. D'après les renseignements recueillis, les techniciens emploient toute une gamme de méthodes de détection des fuites. Certains inspectent les pièces d'équipement à l'aide d'un instrument de surveillance portatif, tandis que d'autres utilisent un instrument optique de visualisation des gaz pour détecter les fuites, puis un analyseur de gaz portable pour en mesurer les concentrations.

Les instruments optiques de visualisation des gaz sont dotés de filtres spéciaux qui permettent aux inspecteurs de détecter et de révéler les panaches de méthane et de COV, qui ne sont pas visibles à l'œil nu. Les instruments balaient de grands espaces en temps réel et décèlent la source d'une fuite dans un court laps de temps. Selon diverses sources spécialisées, les instruments optiques de visualisation des gaz peuvent balayer entre 1 800 et 2 300 pièces d'équipement par heure. Sur le terrain, ces instruments détectent la plupart des fuites de 10 000 ppmv ou plus. Ils peuvent également détecter des fuites plus petites dans des conditions météorologiques idéales. Grâce aux progrès technologiques, ainsi qu'à la formation et à l'expérience des utilisateurs, il est prévu que, d'ici 2024,

given the rapid improvements in capability and reliability, it is expected that OGI cameras will be a widely used monitoring instrument in the future.

In this analysis, it is assumed that inspection would be conducted by LDAR technicians using an OGI camera to detect leaks, followed by the use of a sniffer to measure leak concentrations. It is also assumed that a technician with an OGI camera could inspect 30 equipment components per minute, while a sniffer would require around two minutes per equipment component.

For facilities in Ontario, Quebec and the Greater Vancouver Regional District, where the significant leak threshold is 1 000 ppmv for certain equipment components, inspections are assumed to be conducted using a sniffer for those equipment components for the years 2019 to 2024, even though OGI cameras are permitted in these jurisdictions. Starting in 2025, it is assumed that inspections at these facilities would be conducted using an OGI camera, when permitted.

It should be noted that, for the purpose of simplicity, it is assumed that significant leaks are repaired as soon as they are detected. In the analysis, there is no time lag between leak detection and repair.

6.2.3 Performance incentive programs

The CCME Code recommends that, if the leak frequency (leak fraction) for a type of equipment component (e.g. flanges) is less than 2% in two or more successive inspections, a statistical sampling method may be used for that type of equipment component to demonstrate compliance. As a result, a smaller number of equipment components would require inspection.

The Ontario industry standards for petroleum refineries and petrochemical facilities allow reduced inspection frequency to be reduced from three times to once per calendar year, if the combined annual percentage of leaking valves in the previous calendar year is less than 1.0% and the annual average concentration of VOCs from leaking equipment components is less than 10 000 ppmv.

There is evidence to suggest that some facilities are conducting inspections with statistical sampling. However, the Department's estimated leak fractions are greater than 2% for all types of equipment components, except for connectors. For this reason, it is assumed that the

ces instruments optiques de visualisation des gaz pourront détecter la plupart des fuites de 1 000 ppmv ou plus. De plus, étant donné les améliorations rapides en matière de capacité et de fiabilité, il est attendu que les instruments optiques de visualisation des gaz deviennent des instruments de surveillance largement utilisés dans un futur rapproché.

Dans la présente analyse, on suppose que l'inspection sera menée par des techniciens en DERF à l'aide d'un instrument optique de visualisation des gaz pour détecter les fuites, puis d'un instrument de surveillance portatif pour en mesurer les concentrations. On suppose aussi qu'un technicien muni d'un instrument optique de visualisation des gaz pourrait inspecter 30 pièces d'équipement par minute, tandis qu'un instrument de surveillance portatif prendrait environ deux minutes par pièce d'équipement.

Dans les installations en Ontario, au Québec et dans le district régional du Grand Vancouver, où le seuil de fuite importante est de 1 000 ppmv pour certaines pièces d'équipement, on suppose que les inspections pour ces pièces se feront à l'aide d'un instrument de surveillance portatif de 2019 à 2024, même si les réglementations permettent l'utilisation des instruments optiques de visualisation des gaz. À partir de 2025, on suppose que les inspections dans ces installations seront menées à l'aide d'un instrument optique de visualisation des gaz, lorsque ce sera permis.

Par souci de simplicité, on suppose que les pièces d'équipement ayant une fuite importante sont réparées aussitôt la fuite détectée. L'analyse ne prévoit pas de délai entre la détection de la fuite et la réparation.

6.2.3 Programmes d'incitation au rendement

Selon le Code du CCME, si la fréquence des fuites (proportion de fuites) d'un type de pièce d'équipement (par exemple les brides) est inférieure à 2 % lors de deux inspections successives ou plus, il convient d'utiliser la méthode d'échantillonnage statistique pour ce type de pièce d'équipement afin d'en démontrer la conformité. Ainsi, moins de pièces d'équipement devront être inspectées.

Les normes sectorielles de l'Ontario visant les raffineries de pétrole et les usines pétrochimiques permettent de réduire la fréquence des inspections pour la faire passer de trois à une fois par année civile, si le pourcentage combiné des soupapes qui fuient dans la précédente année civile est inférieur à 1,0 % et si la concentration moyenne annuelle des COV provenant des pièces d'équipement qui fuient est inférieure à 10 000 ppmv.

Des informations probantes portent à croire que certaines installations mènent des inspections selon un échantillonnage statistique. Cependant, selon les estimations du Ministère, le pourcentage des pièces d'équipement qui fuient est supérieur à 2 % pour tous les types de pièces

statistical sampling method will not be used in the future. Had the statistical sampling method been incorporated into the analysis, the reduction of VOC releases and the costs would be lower.

6.2.4 Significant leaks

The quantity of significant leaks, by type of equipment component, is determined by multiplying the equipment component count by the fraction of equipment components expected to be leaking at or above the significant leak threshold.

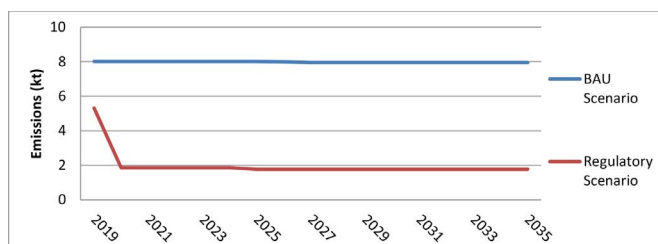
It is estimated that a total of 282 200 significant leaks would be detected and repaired over the period of analysis.

6.2.5 Fugitive VOC releases

For each type of equipment component, the fugitive VOC releases are estimated by multiplying the equipment component count by the average emission rate for that type of equipment component.

In the United States, the Refinery Emissions Protocol states that methane constitutes up to 10% of VOCs emitted by leaking equipment components in refineries.²² Based on the Department's technical expertise, it is assumed that methane constitutes 5% of the VOCs emitted from all types of facilities. One unit of methane is considered equivalent to 25 units of CO₂ in terms of 100-year global warming potential (GWP).²³ Thus, in the BAU scenario, it is estimated that a total of 136 kt of VOCs and 175 kt CO₂e of GHG emissions would be emitted by all affected facilities for the years 2019 to 2035. Annual VOC releases in the BAU and the regulatory scenarios are shown in Figure 1.

Figure 1: Fugitive VOC releases (excluding methane) in the BAU and regulatory scenarios



²² Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries, version 3, pages 2–17, prepared for the U.S. EPA by RTI International, April 2015. <https://www3.epa.gov/ttn/chief/efpac/protocol/Protocol%20Report%202015.pdf>.

²³ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Fourth Assessment Report (AR4), 2007.

d'équipement, sauf les raccords. Pour cette raison, on suppose que la méthode d'échantillonnage statistique ne sera pas utilisée à l'avenir. Si la méthode de l'échantillonnage statistique avait été incorporée dans l'analyse, la réduction des rejets de COV et les coûts seraient plus bas.

6.2.4 Fuites importantes

La quantité de fuites importantes par type de pièce d'équipement est déterminée en multipliant le nombre de pièces d'équipement par le pourcentage de pièces d'équipement susceptibles d'atteindre ou de dépasser le seuil de fuite importante.

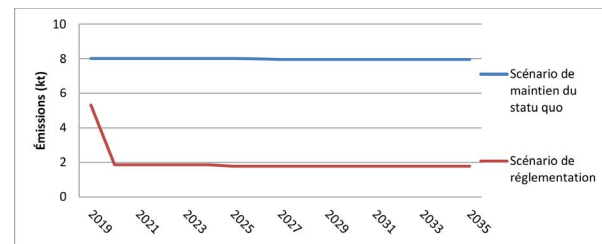
On estime que 282 200 fuites importantes au total seraient détectées et colmatées au cours de la période d'analyse.

6.2.5 Rejets fugitifs de COV

Pour chaque type de pièce d'équipement, les rejets fugitifs de COV sont estimés en multipliant le nombre de pièces d'équipement par le taux d'émission moyen du type de pièce d'équipement.

Aux États-Unis, le protocole sur les émissions des raffineries (Refinery Emissions Protocol) énonce que le méthane représente jusqu'à 10 % des COV émis par les pièces d'équipement des raffineries qui fuient²². D'après l'expertise technique du Ministère, on suppose que le méthane représente 5 % des COV émis par tous les types d'installations. Une unité de méthane est considérée équivaloir à 25 unités d'éq. CO₂ pour ce qui est du potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans²³. Par conséquent, dans le scénario du statu quo, on estime que les installations visées émettraient, au total, 136 kt de COV et 175 kt d'éq. CO₂ de GES pour les années 2019 à 2035. Les rejets annuels de COV dans ce scénario et le scénario de réglementation sont présentés à la figure 1.

Figure 1 : Rejets fugitifs de COV (à l'exclusion du méthane) dans le scénario du statu quo et le scénario de réglementation



²² Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries, version 3, pages 2 à 17, préparé pour le compte de l'EPA des États-Unis par RTI International, avril 2015. <https://www3.epa.gov/ttn/chief/efpac/protocol/Protocol%20Report%202015.pdf>.

²³ Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) — Quatrième rapport d'évaluation (RE4), 2007.

6.3 Regulatory scenario

6.3.1 Proposed LDAR program

Under the regulatory scenario, facilities would be required to comply with the LDAR requirements described in section 4.1. The proposed Regulations would require three inspections per year for all equipment components in the inventory (with some exceptions), beginning on July 1, 2019.

For the period beginning on July 1, 2019, and ending on December 31, 2024, the proposed Regulations would consider a significant leak as having a concentration of 1 000 ppmv or more for compressors and 10 000 ppmv or more for other equipment components. Beginning on January 1, 2025, the leak threshold would be 1 000 ppmv for all equipment components.

6.3.2 Leak detection and measurement

It is assumed that facilities would continue to contract LDAR technicians to implement their LDAR programs, and that technicians would use OGI cameras to detect leaks and sniffers to measure the concentration of detected leaks. The higher inspection frequency would lead to more purchases of OGI cameras, which have substantially faster detection speeds than sniffers.

Just as in the BAU scenario, it is assumed that existing OGI cameras are not able to detect leaks at a concentration below 10 000 ppmv. However, by 2024, imaging technology is assumed to have improved to the point where OGI cameras will be able to detect leaks as low as 1 000 ppmv. Considering that the regulatory leak threshold would drop in 2025, it is assumed that improved OGI cameras would be purchased for all facilities at that time.

6.3.3 Equipment modification and other requirements

The proposed Regulations would impose preventive requirements for the design and operation of certain types of equipment components, including compressors, PRDs, OELs and sampling connections. Many of these equipment components already meet these requirements, but some would need to be modified. With such modification, equipment components are assumed to leak at a concentration less than 500 ppmv.

6.3 Scénario de réglementation

6.3.1 Programme de DERF proposé

Selon le scénario de réglementation, les installations seraient tenues de se conformer aux exigences de DERF décrites à la section 4.1. Le projet de règlement exigerait trois inspections par année de toutes les pièces d'équipement inventoriées (sauf quelques exceptions) à partir du 1^{er} juillet 2019.

Pour la période s'étendant du 1^{er} juillet 2019 au 31 décembre 2024, le projet de règlement considérerait qu'une fuite importante serait d'une concentration d'au moins 1 000 ppmv pour les compresseurs et d'au moins 10 000 ppmv pour les autres pièces d'équipement. À partir du 1^{er} janvier 2025, le seuil de fuite serait de 1 000 ppmv pour toutes les pièces d'équipement.

6.3.2 Détection et mesure des fuites

On suppose que les installations continueraient d'impartir à des techniciens en DERF la mise en œuvre de leurs programmes de DERF, et que les techniciens utiliseraient des instruments optiques de visualisation des gaz pour détecter les fuites et des instruments de surveillance portatifs pour mesurer la concentration des fuites détectées. La fréquence accrue d'inspection entraînerait l'achat d'un plus grand nombre d'instruments optiques de visualisation des gaz, qui détectent les fuites nettement plus rapidement que les instruments de surveillance portatifs.

Comme dans le scénario du statu quo, on suppose que les instruments optiques de visualisation des gaz qui existent actuellement ne peuvent pas détecter les fuites à une concentration inférieure à 10 000 ppmv. Cependant, d'ici 2024, la technologie d'imagerie devrait s'améliorer au point où les instruments optiques de visualisation des gaz pourront détecter des fuites à une concentration aussi faible que 1 000 ppmv. Étant donné que le seuil réglementaire de fuite diminuera en 2025, on suppose que des instruments optiques de visualisation des gaz améliorés seraient achetés pour toutes les installations à ce moment-là.

6.3.3 Modification des pièces d'équipement et autres exigences

Le projet de règlement imposerait des exigences d'ordre préventif à la conception et au fonctionnement de certains types de pièces d'équipement, dont les compresseurs, les dispositifs de détente de pression, les conduites ouvertes et les raccords d'échantillonnage. Bon nombre de ces pièces d'équipement répondent déjà à ces exigences, mais certaines devraient être modifiées. Une fois les pièces d'équipement modifiées, on suppose que les fuites ont une concentration inférieure à 500 ppmv.

The modifications, combined with more frequent inspections and repairs, are expected to reduce the total releases in the regulatory scenario.

6.3.4 Significant leaks and fugitive VOC releases

Approximately 1.2 million leaks would be detected and repaired in the regulatory scenario over the period of analysis, mainly as a result of the higher inspection frequency, the lower significant leak threshold and the broader range of types of equipment components in the proposed Regulations.

It is estimated that a total of 34 kt of VOC releases and 50 kt CO₂e of GHG emissions would be emitted by all affected facilities for the years 2019 to 2035, as shown in Figure 1 under the regulatory scenario.

6.4 Incremental impacts of the proposed Regulations

6.4.1 Incremental benefits

The proposed Regulations would reduce fugitive VOC releases by a total of about 102 kt. Releases from refineries would be reduced by 73 kt, from upgraders by 27 kt and from petrochemical facilities by 2 kt.

Health benefits from reductions of VOC releases

Over the period of analysis, it is estimated that air quality improvements from the proposed Regulations would result in 43 fewer premature deaths. In addition, better air quality is expected to result in 9 100 fewer days of asthma symptoms among asthmatics and 44 000 fewer days of reduced activity and breathing difficulty among non-asthmatics. The total present value of health benefits resulting from air quality improvements under the proposed Regulations is estimated at about \$240M.

As shown in Table 3, aggregate health benefits of the proposed Regulations would be most significant in British Columbia, Alberta, Ontario and Quebec. Provincial health benefits reflect not only emission reductions, but also atmospheric conditions and population exposure to these pollutants. The provinces that experience the largest health benefits, in absolute terms, are the provinces with the largest populations and the highest levels of population exposure. Additionally, wind direction and atmospheric conditions play a critical role in smog formation and human exposure. Emission reductions at facilities that are located upwind of large population centres (e.g. Vancouver) can have a greater health impact than similar emission reductions at facilities in more remote locations, or in locations that are downwind of major population centres. As a result, health benefits by

Les modifications, conjuguées à des inspections et réparations plus fréquentes, devraient réduire les rejets totaux dans le scénario de réglementation.

6.3.4 Fuites importantes et rejets fugitifs de COV

Dans le scénario de réglementation, environ 1,2 million de fuites seraient détectées et colmatées au cours de la période d'analyse, principalement en raison de la fréquence accrue des inspections et du seuil plus bas de fuites importantes et de la gamme plus vaste de types de pièces d'équipement visés par le projet de règlement.

On estime qu'au total, les installations visées rejetteraient 34 kt de COV et 50 kt d'éq. CO₂ de GES pour les années de 2019 à 2035, comme l'indique la figure 1 sous le scénario réglementaire.

6.4 Incidences additionnelles du projet de règlement

6.4.1 Avantages additionnels

Le projet de règlement réduirait les rejets fugitifs de COV d'environ 102 kt au total. Les rejets des raffineries seraient réduits de 73 kt, ceux des usines de valorisation de 27 kt et ceux des usines pétrochimiques de 2 kt.

Avantages de la réduction des rejets de COV sur la santé

Pendant la période d'analyse, on estime que les améliorations de la qualité de l'air apportées par le projet de règlement se traduiraient par 43 décès prématurés de moins. En outre, une meilleure qualité de l'air devrait donner lieu à 9 100 jours de symptômes d'asthme de moins chez les asthmatiques et à 44 000 jours d'activités réduites et de difficultés à respirer de moins chez les non-asthmatiques. La valeur actualisée totale des avantages pour la santé découlant des améliorations apportées à la qualité de l'air par le projet de règlement est estimée à environ 240 millions de dollars.

Comme il est indiqué au tableau 3, les avantages globaux du projet de règlement pour la santé seraient plus significatifs en Colombie-Britannique, en Alberta, en Ontario et au Québec. Les avantages provinciaux pour la santé ne découlent pas seulement de la réduction des émissions, mais aussi des conditions atmosphériques et des conditions d'exposition de la population à ces polluants. Les provinces où se font sentir les plus grands avantages sont, en valeur absolue, celles dont la population est la plus grande et la plus exposée. En outre, la direction des vents et les conditions atmosphériques jouent un rôle essentiel dans la formation de smog et l'exposition humaine. La réduction des émissions d'installations en amont des grands centres de population (par exemple Vancouver) peut avoir une plus grande incidence sur la santé qu'une réduction similaire d'émissions en provenance

province are not directly proportionate to emission reductions by province.

Approximately 63% of the health benefits resulting from reducing VOC releases are associated with lower ambient levels of PM_{2.5} and 37% are a result of reductions in ground-level O₃. Less than 1% is due to the reduction in levels of other pollutants captured in Health Canada's model (AQBAT), including nitrogen dioxide (NO₂).

d'installations de régions plus éloignées ou en aval d'importants centres de population. Par conséquent, les avantages pour la santé, par province, ne sont pas directement proportionnels à la réduction des émissions par province.

Environ 63 % des avantages de santé résultant de la réduction des rejets de COV sont attribuables à la réduction des concentrations ambiantes de P_{2,5}, et 37 % résultent d'une réduction de l'ozone troposphérique. Moins de 1 % découle de la réduction des concentrations d'autres polluants saisis dans le modèle de Santé Canada (Outil d'évaluation des avantages pour la qualité de l'air, ou OEAQA), dont le dioxyde d'azote (NO₂).

Table 3: Cumulative health benefits associated with air quality improvements (2019–2035)

Region	Estimated Number of Selected Negative Health Outcomes Prevented by the Proposed Regulations			Economic Value of Health Benefits, by Pollutant (\$M)		
	Premature Mortalities	Asthma Symptom Days	Days of Restricted Activity in Non-Asthmatics	PM _{2.5} -related	Annual and Summer Ground-Level O ₃	Total, All Pollutants
Newfoundland and Labrador	-	4	13	0.01	0.12	0.14
Prince Edward Island	-	2	12	0.06	0.03	0.08
Nova Scotia	-	10	54	0.24	0.17	0.40
New Brunswick	-	46	230	0.96	0.91	1.87
Quebec	10	1 400	9 200	44.74	10.14	54.64
Ontario	8	1 900	8 600	25.81	19.35	45.71
Manitoba	-	42	140	0.36	0.76	1.11
Saskatchewan	-	130	580	2.08	1.47	3.54
Alberta	12	2 800	14 000	46.38	18.15	64.73
British Columbia	12	2 800	14 000	28.92	36.51	65.62
Yukon	-	-	-	-	-	-
Northwest Territories	-	-	4	0.01	-	0.02
Nunavut	-	-	-	-	-	-
Canada	43	9 100	44 000	149.6	87.6	237.9

Totals may not add up due to rounding. The (-) symbol indicates that benefit estimates are below \$10,000.

Tableau 3 : Avantages cumulatifs pour la santé de l'amélioration de la qualité de l'air (2019-2035)

Région	Nombre estimatif de certains effets négatifs sur la santé prévenus par le projet de règlement			Valeur économique des avantages pour la santé, par polluant (M\$)		
	Décès prématurés	Jours de symptômes d'asthme	Jours d'activités réduites chez les non-asthmatiques	P _{2,5}	O ₃ troposphérique annuel et estival	Total, tous les polluants
Terre-Neuve-et-Labrador	-	4	13	0,01	0,12	0,14
Île-du-Prince-Édouard	-	2	12	0,06	0,03	0,08
Nouvelle-Écosse	-	10	54	0,24	0,17	0,40

Région	Nombre estimatif de certains effets négatifs sur la santé prévenus par le projet de règlement			Valeur économique des avantages pour la santé, par polluant (M\$)		
	Décès prématurés	Jours de symptômes d'asthme	Jours d'activités réduites chez les non-asthmatiques	P _{2,5}	O ₃ troposphérique annuel et estival	Total, tous les polluants
Nouveau-Brunswick	-	46	230	0,96	0,91	1,87
Québec	10	1 400	9 200	44,74	10,14	54,64
Ontario	8	1 900	8 600	25,81	19,35	45,71
Manitoba	-	42	140	0,36	0,76	1,11
Saskatchewan	-	130	580	2,08	1,47	3,54
Alberta	12	2 800	14 000	46,38	18,15	64,73
Colombie-Britannique	12	2 800	14 000	28,92	36,51	65,62
Yukon	-	-	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	-	-	4	0,01	-	0,02
Nunavut	-	-	-	-	-	-
Canada	43	9 100	44 000	149,6	87,6	237,9

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué. Le symbole (-) indique que les avantages estimatifs sont inférieurs à 10 000 \$.

Health benefits of reductions in carcinogenic substances

The proposed Regulations would reduce human exposure to toxic substances such as PRGs, 1,3-butadiene, benzene and isoprene. As noted in the assessments, Health Canada recommends reducing exposure to carcinogens like 1,3-butadiene and benzene wherever feasible. Therefore, although the benefits of these reductions were not quantified, they are expected to increase the overall health benefits estimated above.

Environmental benefits

Better air quality may result in increased crop yields and reduced soiling of surfaces from particulate deposition, as well as improvement in visibility, which may positively impact the general welfare of Canadians. As shown in Table 4, the quantified environmental benefits resulting from the proposed Regulations are estimated to be about \$4M. Higher crop yields and avoided household cleaning costs account for \$1M and \$0.7M, respectively. The welfare of residential households associated with improvement in visibility is valued at \$2M. Alberta would receive the largest portion of these benefits, which is consistent with its larger reduction in VOC releases and the higher population density around the release sources. At the same time, environmental benefits in some provinces may be partly attributable to reductions of VOC releases from adjacent provinces, because pollutants can travel over longer distances.

Avantages de la réduction des substances cancérigènes pour la santé

Le projet de règlement réduirait l'exposition humaine aux substances toxiques, telles que les GPR, le 1,3-butadiène, le benzène et l'isoprène. Comme il est indiqué dans les évaluations, Santé Canada recommande de réduire l'exposition aux substances cancérigènes comme le 1,3-butadiène et le benzène, dans la mesure du possible. Par conséquent, même si les bienfaits de cette réduction n'ont pas été quantifiés, ils devraient accroître les avantages pour la santé globale estimés ci-dessus.

Avantages pour l'environnement

Une meilleure qualité de l'air pourrait entraîner l'accroissement du rendement des cultures et la réduction de la souillure des surfaces par les dépôts de particules, ainsi que l'amélioration de la visibilité. Tous ces avantages pourraient avoir un effet positif sur le bien-être général des Canadiens. Comme l'indique le tableau 4, les avantages environnementaux quantifiés découlant du projet de règlement sont estimés à environ 4 millions de dollars. L'accroissement du rendement des cultures et les coûts évités d'entretien ménager sont estimés à 1 million et à 0,7 million de dollars respectivement. Le bien-être des ménages associé à l'amélioration de la visibilité est évalué à 2 millions de dollars. L'Alberta, qui réduit le plus les rejets de COV et qui a la plus forte densité de population à proximité des sources de rejets, obtiendrait la plus grande part de ces avantages. En même temps, les avantages pour l'environnement dans certaines provinces peuvent être

partiellement attribuables à la réduction des rejets de COV dans les provinces adjacentes, car les polluants peuvent être transportés sur de longues distances.

Table 4: Cumulative environmental benefits by impact and province or territory (2017–2035, \$M)

Environmental Impact	Agriculture	Soiling	Visibility	Total
Economic Indicator	Change in Sales Revenues for Crop Producers	Avoided Costs for Households	Change in Welfare for Households	
Newfoundland and Labrador	-	-	-	-
Prince Edward Island	-	-	-	-
Nova Scotia	-	-	-	-
New Brunswick	-	-	0.02	0.02
Quebec	0.05	0.18	0.56	0.78
Ontario	0.29	0.11	0.42	0.82
Manitoba	0.04	-	0.01	0.06
Saskatchewan	0.31	-	0.06	0.38
Alberta	0.33	0.23	0.62	1.2
British Columbia	-	0.12	0.27	0.40
Yukon	-	-	-	-
Northwest Territories	-	-	-	-
Nunavut	-	-	-	-
Canada	1.0	0.65	2.0	3.7

Totals may not add up due to rounding. The (-) symbol indicates that benefit estimates are below \$10,000.

Tableau 4 : Avantages cumulatifs pour l'environnement par effet et par province ou territoire (2017-2035, en M\$)

Effet sur l'environnement	Agriculture	Souillure	Visibilité	Total
Indicateur économique	Modification du chiffre d'affaires des producteurs agricoles	Coûts évités pour les ménages	Modification du bien-être des ménages	
Terre-Neuve-et-Labrador	-	-	-	-
Île-du-Prince-Édouard	-	-	-	-
Nouvelle-Écosse	-	-	-	-
Nouveau-Brunswick	-	-	0,02	0,02
Québec	0,05	0,18	0,56	0,78
Ontario	0,29	0,11	0,42	0,82
Manitoba	0,04	-	0,01	0,06
Saskatchewan	0,31	-	0,06	0,38
Alberta	0,33	0,23	0,62	1,2
Colombie-Britannique	-	0,12	0,27	0,40
Yukon	-	-	-	-
Territoires du Nord-Ouest	-	-	-	-
Nunavut	-	-	-	-

Effet sur l'environnement	Agriculture	Souillure	Visibilité	Total
Indicateur économique	Modification du chiffre d'affaires des producteurs agricoles	Coûts évités pour les ménages	Modification du bien-être des ménages	
Canada	1,0	0,65	2,0	3,7

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué. Le symbole (-) indique que les avantages estimatifs sont inférieurs à 10 000 \$.

The above estimate for total environmental benefits should be considered to be conservative, because several benefits could not be quantified. The reduction in concentrations of ground-level O₃ and PM may benefit the health of forest ecosystems and may reduce the risks of illness or premature death within sensitive wildlife or livestock populations, which would potentially result in reduced treatment costs and economic losses for the agri-food industry. However, due to limitations in data and methodology, these benefits could not be quantified in the AQVM2 model.

Economic benefits from recovered products

When liquid hydrocarbons leak from petroleum and petrochemical facilities, they are transformed by changes in temperature and pressure into vapours. If the hydrocarbons had not leaked, the facility owners would receive profits from the sale of those hydrocarbons as final products. Therefore, repairing and modifying the equipment components that process VOCs would mitigate some of the economic losses associated with such leaks.

To assess the economic benefits from minimizing leaks, it is assumed that petroleum refineries would recover crude oil and gasoline, upgraders would recover diluted bitumen and synthetic crude oil and petrochemical facilities would recover propane and ethylene. It is further assumed that a reduction in releases of VOCs of one tonne would result in the recovery of 1 000 L of liquid products.

Using forecasted prices of recovered feedstock and fuel products provided by the E3MC model, the gross economic benefit from recovered products is estimated to be \$69M.

GHG emissions reduction benefits

The proposed Regulations would reduce GHG emissions by 134 kt CO₂e through the repair of leaking equipment components and the modification of equipment components. However, the combustion of recovered products would contribute to GHG emissions and air pollution. Due to limited data, only GHG emissions from the combustion

Les valeurs estimatives ci-dessus pour les avantages environnementaux totaux devraient être considérées comme prudentes, parce qu'on n'a pas pu quantifier plusieurs avantages. La réduction des concentrations d'ozone troposphérique et des particules peut entraîner des avantages pour la santé des écosystèmes forestiers et peut diminuer les risques de maladie ou de décès prématuré dans les populations d'espèces sauvages ou d'animaux d'élevage sensibles, ce qui pourrait potentiellement réduire des coûts de traitements et alléger les pertes économiques pour l'industrie agroalimentaire. Cependant, en raison des limites des données et des méthodes, on n'a pu quantifier ces avantages dans le modèle MEQA2.

Avantages économiques associés aux produits récupérés

Lorsque des hydrocarbures liquides fuient des installations pétrolières et des usines pétrochimiques, ils sont transformés en vapeur par les variations de température et de pression. S'il n'y avait pas eu de fuite d'hydrocarbures, les propriétaires des installations auraient tiré profit de la vente des hydrocarbures comme produits finaux. Par conséquent, la réparation et la modification des pièces d'équipement qui traitent les COV pourraient alléger certaines pertes économiques attribuables à ce type de fuite.

Pour évaluer les avantages économiques de la minimisation des fuites, on suppose que les raffineries de pétrole récupéreront le pétrole brut et l'essence, les usines de valorisation le bitume dilué et le pétrole brut synthétique, et les usines pétrochimiques le propane et l'éthylène. Il est en outre supposé qu'une réduction des rejets de COV d'une tonne entraînerait la récupération de 1 000 L de produits liquides.

D'après les prix des matières premières et des carburants récupérés prévus par le modèle E3MC, les avantages économiques bruts issus des produits récupérés sont estimés à 69 millions de dollars.

Avantages de la réduction des émissions de GES

Le projet de règlement permettrait de réduire les émissions de GES de 134 kt d'éq. CO₂ par la réparation des pièces d'équipement qui fuient et la modification de certains types de pièces d'équipement. Cependant, le brûlage des produits récupérés contribuerait aux émissions de GES et à la pollution atmosphérique. En raison des

of recovered gasoline were estimated. Approximately 90 kt CO₂e of GHG emissions would be generated. Therefore, the net reduction of GHG emissions would be about 43 kt CO₂e.

Using the Department's *Technical Update to Environment and Climate Change Canada's Social Cost of Greenhouse Gas Estimates*,²⁴ the benefits associated with this net reduction are valued at \$3M.

6.4.2 Incremental costs

The total incremental costs of the proposed Regulations are estimated to be \$254M. These costs would occur largely as a result of more frequent inspections and repairs to equipment components.

Costs to industry

OGI cameras

Based on stakeholder feedback and other information, it is assumed that an OGI camera costs about \$100,000 to purchase and that it has an annual maintenance cost of \$2,000. For staff training, a one-time cost of \$2,500 per camera would be carried by LDAR operators. It is assumed that there are 13 OGI cameras currently in use and that 13 additional OGI cameras would be purchased in 2019 to meet the higher inspection frequency requirements. A replacement set of 26 new cameras is expected to be purchased in 2024, which would be capable of detecting leaks at the reduced significant leak threshold of 1 000 ppmv. The cumulative costs of purchasing and maintaining OGI cameras, including staff training, are estimated to be \$3M.

Equipment modification

Facilities would incur a one-time cost in 2019 to modify compressors, sampling connections, PRDs and OELs that were not designed and operated in a manner that minimizes releases into the environment. Most types of equipment components already meet this requirement. Assumptions about the percentages of equipment components that require modification and the associated costs are presented in Table 5.

données limitées, seules les émissions de GES issues du brûlage de l'essence récupérée ont été estimées. Environ 90 kt d'éq. CO₂ de GES seraient émises. Par conséquent, la réduction nette des émissions de GES serait d'environ 43 kt d'éq. CO₂.

À l'aide de la *Mise à jour technique des estimations du coût social des gaz à effet de serre réalisées par Environnement et Changement climatique Canada*²⁴, on évalue les avantages associés à cette réduction nette à 3 millions de dollars.

6.4.2 Coûts additionnels

Les coûts additionnels totaux du projet de règlement sont estimés à 254 millions de dollars. Ces coûts seraient dus en grande partie à la fréquence accrue des inspections et des réparations de pièces d'équipement.

Coûts pour l'industrie

Instruments optiques de visualisation des gaz

D'après les commentaires des intervenants et d'autres renseignements, on suppose que l'achat d'un instrument optique de visualisation des gaz coûtera environ 100 000 \$ et que l'entretien annuel de cet instrument coûtera 2 000 \$. Pour la formation du personnel, des frais non récurrents de 2 500 \$ par instrument seraient engagés par les opérateurs en DERF. On suppose qu'il y a actuellement 13 instruments optiques de visualisation des gaz utilisés et que 13 autres seraient achetés en 2019 pour satisfaire aux besoins liés à la fréquence accrue des inspections. Ces 26 instruments devront être remplacés en 2024 par des nouveaux capables de détecter des fuites au seuil réduit de fuite importante de 1 000 ppmv. Les coûts cumulatifs pour l'achat et l'entretien des instruments optiques de visualisation des gaz, y compris la formation du personnel, sont estimés à 3 millions de dollars.

Modification des pièces d'équipement

En 2019, les installations engageraient des frais non récurrents pour modifier les compresseurs, les raccords d'échantillonnage, les dispositifs de détente de pression et les conduites ouvertes qui n'ont pas été conçus et qui ne fonctionnent pas de manière à réduire au minimum les rejets dans l'environnement. Pour la plupart des types de pièces d'équipement, le matériel répond déjà aux exigences. Les hypothèses sur les pourcentages de pièces d'équipement exigeant des modifications et les coûts associés sont présentées au tableau 5.

²⁴ *Technical Update to Environment and Climate Change Canada's Social Cost of Greenhouse Gas Estimates*. <http://ec.gc.ca/cc/default.asp?lang=En&n=BE705779-1>. March 2016.

²⁴ *Mise à jour technique des estimations du coût social des gaz à effet de serre réalisées par Environnement et Changement climatique Canada*. <http://ec.gc.ca/cc/default.asp?lang=Fr&n=BE705779-1>. Mars 2016.

Table 5: Assumptions for equipment modification*

Equipment Component Category	Percentage of Equipment Component Requiring Modification	Additional Parts Needed	Capital Costs of Additional Parts (\$)	Labour Time (Hours)	Labour Cost (\$/Hour)	
					AB and SK	Rest of Canada
Compressors	30%	A mechanical seal system with a barrier fluid system, or a closed-vent system	6,493	78.00	123.00	105.00
Sampling connections	50%	One 6-m pipe and 3-ball valves	640	2.40		
PRDs	30%	One rupture disk, gate valve, tee, elbow, rupture disk holder, pressure gauge, bleed valve and steel body/trim	4,981	36.00		
OELs	10%	One 2.5 cm gate valve	58	1.40		

Tableau 5 : Hypothèses concernant la modification des pièces d'équipement*

Type de pièce d'équipement	Pourcentage des pièces d'équipement à modifier	Autres pièces d'équipement nécessaires	Coûts d'équipement pour les autres pièces d'équipement (\$)	Main-d'œuvre (heures)	Coût de la main-d'œuvre (\$/heure)	
					Alb. et Sask.	Reste du Canada
Compresseurs	30 %	Un système de double joint mécanique doté d'un système à fluide de barrage ou d'un système d'évent fermé	6 493	78,00	123,00	105,00
Raccords d'échantillonnage	50 %	Une conduite de 6 m et 3 robinets à tournant sphérique	640	2,40		
Dispositifs de détente de pression	30 %	Un disque de rupture, soupape, raccord en T, coude, support de disque de rupture, manomètre, robinet à vidange et corps/garniture en acier	4 981	36,00		
Conduites ouvertes	10 %	Une soupape de 2,5 cm	58	1,40		

The total incremental cost for modifying equipment components is estimated to be \$14M. Refineries would carry about \$10M, upgraders \$3M and petrochemical facilities \$0.4M.

Inspection

Inspection costs would include the cost of inspecting equipment components using an OGI camera where it is capable of detecting significant leaks, and the cost of quantifying leaks using a sniffer. For many facilities, the inspection frequency would increase from once per year to three times per year, resulting in increased inspection costs.

* Source: RTI Memo and stakeholder feedback.

Les coûts additionnels totaux pour la modification des pièces d'équipement sont estimés à 14 millions de dollars. Les raffineries engageraient 10 millions de dollars, les usines de valorisation, 3 millions de dollars et les usines pétrochimiques, 0,4 million de dollars.

Inspection

Les coûts d'inspection comprendraient les coûts d'inspection des pièces d'équipement à l'aide d'un instrument optique de visualisation des gaz là où cet instrument peut détecter des fuites importantes et les coûts pour la quantification des fuites à l'aide d'un instrument de surveillance portatif. Pour bon nombre d'installations, la fréquence des inspections augmenterait d'une à trois fois par année, ce qui ferait augmenter les coûts d'inspection.

* Source : Note de RTI International et commentaires des intervenants.

Some equipment components affected by the proposed Regulations, such as OELs and equipment components in heavy liquid service, are not inspected under most existing LDAR programs. Initial inspections for these equipment components would take longer than subsequent inspections, as the initial inspections would require identifying those equipment components in the field and tagging them.

The incremental inspection costs are estimated to be \$9M in total. Refineries would carry \$7M, upgraders \$2M and petrochemical facilities \$0.1M.

Leak repair

It is assumed that significant leaks are repaired immediately after detection. Most leaks can be repaired quickly and without replacing equipment components (e.g. by tightening the packing gland of a valve). In these cases, for each type of equipment component, repair costs are estimated as the product of the number of significant leaks, the time required to repair an equipment component of that type and the wage rates of technicians. However, it is assumed that leaking pumps would be repaired by replacing the pump seals and that the cost of purchasing a replacement pump seal would be \$390 per leaking pump.

The repair time depends on the category of equipment component. Some repairs can be completed while a process unit remains online, but others may require the unit to go off-line. Table 6 lists the assumptions for repair hours by the type of equipment component.

Certaines pièces d'équipement visées par le projet de règlement, comme les conduites ouvertes et les composants servant aux liquides lourds, ne sont pas inspectées dans le cadre de la plupart des programmes de DERF existants. La première inspection de ces pièces d'équipement prendrait plus de temps que les inspections ultérieures, car elle exigerait l'identification de ces pièces sur les lieux et leur étiquetage.

Les coûts additionnels d'inspection sont estimés à 9 millions de dollars au total. Les raffineries engageraient 7 millions de dollars, les usines de valorisation, 2 millions de dollars et les usines pétrochimiques, 0,1 million de dollars.

Colmatage des fuites

On suppose que les fuites importantes seraient colmatées immédiatement après avoir été détectées. La plupart des fuites peuvent être colmatées rapidement et sans remplacer les pièces d'équipement (par exemple par serrage du presse-garniture). Dans ce cas, pour chaque type de pièce d'équipement, les coûts de réparation sont estimés par le produit du nombre de fuites importantes, du temps requis pour réparer une pièce d'équipement de ce type et du taux de rémunération des techniciens. Cependant, on suppose que les pompes qui fuient seraient réparées par remplacement des joints et que le coût d'achat d'un joint de pompe de remplacement serait de 390 \$ par pompe qui fuit.

La durée de la réparation varie selon la catégorie de la pièce d'équipement. Certaines réparations peuvent être réalisées pendant que l'unité de traitement fonctionne, mais d'autres doivent être faites en mode hors service. Le tableau 6 présente les hypothèses concernant les heures de réparation requises par type de pièces d'équipement.

Table 6: Assumptions for repair times

Type of Equipment Component	Percent Repaired Online	Hours Required for Online Repair	Percent Repaired Off-line	Hours Required for Off-line Repair
Pumps	100%	16.00	0%	0.00
Valves	50%	0.17	50%	4.00
Connectors	75%	0.17	25%	2.00
Compressors	0%	0.00	100%	16.00
PRDs / OELs / Sampling Connections	75%	0.17	25%	4.00

Source: RTI Memo and stakeholder feedback.

Tableau 6 : Hypothèses pour la durée de réparation

Type de pièce d'équipement	Pourcentage des pièces d'équipement réparées en service	Heures requises pour une réparation en service	Pourcentage des pièces d'équipement réparées en mode hors service	Heures requises pour une réparation en mode hors service
Pompes	100 %	16,00	0 %	0,00
Soupapes	50 %	0,17	50 %	4,00
Raccords	75 %	0,17	25 %	2,00
Compresseurs	0 %	0,00	100 %	16,00
Dispositifs de détente de pression/conduites ouvertes/raccords d'échantillonnage	75 %	0,17	25 %	4,00

Source : Note de RTI International et commentaires des intervenants.

A follow-up inspection of repaired leaks using a sniffer to verify that the equipment component is no longer leaking above the significant leak threshold is also required by the proposed Regulations. While this verification would be conducted under both the BAU and regulatory scenarios, facilities would incur additional repair verification costs as a result of more frequent repairs required by the proposed Regulations.

The incremental repair costs are estimated to be \$192M in total. Refineries would carry \$136M, upgraders \$52M and petrochemical facilities \$4M.

Maintenance

Certain categories of equipment component would require regular maintenance to ensure continued compliance with the proposed Regulations. Equipment components subject to preventive requirements would need additional maintenance to ensure that the additional parts or systems function properly.

The incremental costs for maintenance are estimated to be \$8M in total. Refineries would carry \$6M, upgraders \$2M and petrochemical facilities \$0.1M.

Fenceline monitoring

The proposed Regulations would require fenceline sampling locations, established in accordance with the requirements in U.S. EPA Methods 325A and 325B, at the property boundary of a facility or at an internal monitoring perimeter. This would result in a one-time cost of \$80,000 for all facilities for site selection, technician training and the purchase and installation of sampling equipment. Facilities would also carry annual data collection and analysis costs of \$1M.

Le projet de règlement exige aussi une inspection de suivi des fuites colmatées, à l'aide d'un instrument de surveillance portatif pour vérifier si la pièce d'équipement ne fuit plus au-dessus du seuil de fuite importante. Même si cette vérification était effectuée selon le scénario du statu quo et selon le scénario de réglementation, les installations engageraient des frais additionnels selon ce dernier scénario étant donné la fréquence accrue des réparations exigées par le projet de règlement.

Les coûts additionnels des réparations sont estimés à 192 millions de dollars au total. Les raffineries engageraient 136 millions de dollars, les usines de valorisation, 52 millions de dollars et les usines pétrochimiques, 4 millions de dollars.

Entretien

Certaines catégories de pièces d'équipement nécessiteraient un entretien régulier afin d'assurer un respect continu du projet de règlement. Les pièces d'équipement visées par les exigences d'ordre préventif auraient besoin d'un entretien supplémentaire pour que les pièces d'équipement ou systèmes additionnels fonctionnent bien.

Les coûts additionnels d'entretien sont estimés à 8 millions de dollars au total. Les raffineries engageraient 6 millions de dollars, les usines de valorisation, 2 millions de dollars et les usines pétrochimiques, 0,1 million de dollars.

Surveillance du périmètre

Le projet de règlement exigerait des emplacements d'échantillonnage établis, selon les exigences définies dans les méthodes 325A et 325B de l'EPA des États-Unis, au périmètre d'une propriété ou au périmètre interne de surveillance. Cette exigence entraînerait une dépense non récurrente de 80 000 \$ pour toutes les installations pour la sélection de l'emplacement, la formation des techniciens et l'achat et l'installation des équipements d'échantillonnage. Les installations engageraient également 1 million de dollars pour la collecte annuelle de données et l'analyse.

The incremental costs of fenceline monitoring are estimated to be \$14M in total. Refineries would carry \$9M, upgraders \$4M and petrochemical facilities \$0.8M.

Administrative costs

The proposed Regulations would result in an increase in administrative costs for affected facilities. Regulatees would need to become familiar with the proposed administrative requirements and to keep records regarding LDAR activities and fenceline monitoring data. Facilities would also need to submit reports to the Department annually and assist auditors with the annual audits. The incremental administrative costs are estimated to be \$4M. Refineries would carry \$2M, upgraders \$1M and petrochemical facilities \$0.3M.

Other compliance costs

Facilities would need to review their equipment component inventory when the proposed Regulations come into effect. Employee time would be spent on contracting and managing LDAR technicians and auditors. These costs are estimated to be \$9M in total. Refineries would carry \$6M, upgraders \$2M and petrochemical facilities \$1M.

Costs to government

The proposed Regulations would result in compliance promotion and enforcement costs for the federal government. The total government costs are estimated to be approximately \$1M.

Compliance promotion

Compliance promotion activities include developing, posting and sending (email/mail out to stakeholders when an instrument is published in the *Canada Gazette*) promotional materials such as frequently asked questions and factsheets, holding information sessions, responding to information or clarification requests, tracking inquiries, sending reminder letters, advertising in trade and association magazines and attending trade association conferences. These activities would be intended to encourage the regulated community to achieve compliance with the proposed Regulations. As the subject community is comprised only of large enterprises, compliance promotion activities would be minimal, as those enterprises have the resources and capacity to develop a good understanding of their legal obligations on their own.

Les coûts additionnels de surveillance du périmètre sont estimés à 14 millions de dollars au total. Les raffineries engageraient 9 millions de dollars, les usines de valorisation, 4 millions de dollars et les usines pétrochimiques, 0,8 million de dollars.

Coûts d'administration

Le projet de règlement entraînerait une augmentation des coûts d'administration pour les installations visées. Les entités réglementées devront se familiariser avec les exigences d'ordre administratif et tenir des registres concernant les activités de DERF et les données de surveillance du périmètre. Les installations devraient également présenter au Ministère des rapports chaque année, et assister les vérificateurs lors des vérifications annuelles. Les coûts d'administration additionnels sont estimés à 4 millions de dollars. Les raffineries engageraient 2 millions de dollars, les usines de valorisation, 1 million de dollars et les usines pétrochimiques, 0,3 million de dollars.

Autres coûts liés à la conformité

Les installations devront examiner leur inventaire de pièces d'équipement lorsque le projet de règlement entrera en vigueur. Des employés consacreront du temps à embaucher et à gérer des techniciens en DERF ainsi que des vérificateurs. Ces coûts sont estimés à 9 millions de dollars au total. Les raffineries engageraient 6 millions de dollars, les usines de valorisation, 2 millions de dollars et les usines pétrochimiques, 1 million de dollars.

Coûts pour le gouvernement

Le projet de règlement entraînerait des coûts pour le gouvernement fédéral au chapitre des activités de promotion de la conformité et d'application de la loi. Les coûts totaux pour le gouvernement sont estimés à environ 1 million de dollars.

Promotion de la conformité

Les activités de promotion de la conformité comprennent le développement, l'affichage et l'envoi (courriel ou courrier acheminé aux intervenants lorsqu'un instrument est publié dans la *Gazette du Canada*) de documents promotionnels, par exemple une foire aux questions et des fiches d'information, la tenue de séances d'information, la réponse aux demandes de renseignements ou d'éclaircissement, le suivi des demandes de renseignements, l'envoi de lettres de rappel, la publication d'annonces dans les revues spécialisées et les revues d'association et la participation à des conférences d'associations sectorielles. Ces activités seront destinées à encourager la communauté réglementée à respecter les dispositions du projet de règlement. Comme la communauté visée ne comprend que de grandes entreprises, les activités de promotion de la conformité seraient minimales, étant donné que ces entreprises ont les ressources et les moyens voulus pour remplir leurs propres obligations légales.

The total compliance promotion cost for the years 2017 to 2035 is expected to be approximately \$92,000.

Enforcement

The federal government would also incur costs related to training, inspections, investigations and measures to deal with any alleged violations of the proposed Regulations.

A one-time cost of \$154,000 would be required for the training of enforcement officers, along with \$54,000 to meet information management requirements, in 2020. Annual enforcement costs are estimated to be approximately \$63,000 for inspections (including operation and maintenance costs, transportation and sampling costs), investigations, measures to deal with alleged violations (including warnings, environmental protection compliance orders and injunctions) and prosecutions. The total enforcement cost is estimated at approximately \$857,000.

6.5 Cost-benefit statement

The results of the benefit-cost analysis are summarized in Table 7. The net present-value of the proposed Regulations is estimated to be \$59M. The benefits are estimated to be \$313M. The costs are estimated to be \$254M. The largest quantified benefit (about \$240M) corresponds to the human health gains from reducing VOC releases. The largest quantified cost (\$204M) is for the implementation of the LDAR program set out in the proposed Regulations. The benefit from reducing exposure to carcinogenic VOCs cannot be quantified due to a lack of data. However, it is expected to reduce risk to human health.

Les coûts totaux des activités de promotion de la conformité pour les années 2017 à 2035 devraient être d'environ 92 000 \$.

Application de la loi

Le gouvernement fédéral engagerait aussi des dépenses pour la formation, les inspections, les vérifications et les mesures destinées à composer avec toute infraction présumée au projet de règlement.

Une dépense non récurrente de 154 000 \$ serait requise pour la formation des agents d'application de la loi, ainsi qu'une dépense de 54 000 \$ pour répondre aux exigences en matière de gestion de l'information, en 2020. Les coûts annuels associés aux activités d'application de la loi sont estimés à environ 63 000 \$ pour les inspections (y compris les coûts de fonctionnement et d'entretien et les coûts pour le transport et le prélèvement d'échantillons), les vérifications, les mesures pour composer avec les infractions présumées (avertissements, ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement et injonctions) et les poursuites. Les coûts totaux des activités d'application de la loi sont estimés à environ 857 000 \$.

6.5 Énoncé des coûts et avantages

Les résultats de l'analyse des coûts et avantages sont résumés au tableau 7. La valeur actualisée nette du projet de règlement est estimée à 59 millions de dollars. Les avantages sont estimés à 313 millions de dollars. Les coûts sont estimés à 254 millions de dollars. Les plus grands avantages quantifiés (environ 240 millions de dollars) proviennent des gains pour la santé humaine issus de la réduction des rejets de COV. Les plus grands coûts quantifiés (204 millions de dollars) sont attribuables à la mise en œuvre du programme de DERF énoncé dans le projet de règlement. On ne peut quantifier les avantages d'une réduction de l'exposition aux COV cancérigènes en raison du manque de données. Cependant, cette réduction devrait diminuer les risques pour la santé humaine.

Table 7: Cost-benefit statement – 2017–2035 (\$M, PV)^a

Incremental Benefits and Costs	2017–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	Total 2017–2035	Annualized
Quantified impacts						
Benefits to Canadians						
Health	24.2	76.6	70.5	66.5	237.9	16.6
Environmental ^b	0.6	2.1	2.0	1.8	6.5	0.5
Subtotal	24.9	78.7	72.5	68.3	244.4	17.1
Benefits to Industry						
Recovered products	6.8	22.6	20.6	18.5	68.6	4.8
Total benefits	31.7	101.3	93.1	86.8	313.0	21.8

^a Numbers may not add up due to rounding.

^b Including net benefits from CO₂e of GHG emission reduction.

Incremental Benefits and Costs	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total 2017-2035	Annualized
Costs to Industry						
LDAR ^c	16.8	46.3	75.7	65.3	204.1	14.3
Equipment modification and maintenance	14.6	1.9	2.9	2.5	21.9	1.5
Fenceline monitoring	2.9	4.2	3.7	3.2	14.0	1.0
Other compliance costs	0.1	3.5	3.0	2.6	9.2	0.6
Administrative	0.3	1.3	1.1	0.9	3.6	0.3
Subtotal	34.8	57.2	86.4	74.5	252.9	17.7
Costs to Government						
Enforcement, compliance and promotion	0.2	0.3	0.2	0.2	0.9	0.1
Total costs	35.1	57.4	86.6	74.7	253.9	17.7
Net benefits					59.1	4.1
Benefit-to-cost ratio					1.2:1	
Emission Reductions (kt)						
VOCs					101.5	6.0
GHGs (CO ₂ e)					43.4	2.6
Qualified impacts						
Health benefits from reduced releases of carcinogens (e.g. 1,3-butadiene, benzene and isoprene).						
Improved forest ecosystem and reduced risks of illness within wildlife or livestock from the reduction in concentrations of ground-level O ₃ and PM.						

Tableau 7 : Énoncé des coûts et avantages – 2017-2035 (M\$, valeur actualisée)^a

Avantages et coûts additionnels	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total 2017-2035	Annualisés
Effets quantifiés						
Avantages pour les Canadiens						
Santé	24,2	76,6	70,5	66,5	237,9	16,6
Environnement ^b	0,6	21	2,0	1,8	6,5	0,5
Sous-total	24,9	78,7	72,5	68,3	244,4	17,1
Avantages pour l'industrie						
Produits récupérés	6,8	22,6	20,6	18,5	68,6	4,8
Avantages totaux	31,7	101,3	93,1	86,8	313,0	21,8
Coûts pour l'industrie						
DERF ^c	16,8	46,3	75,7	65,3	204,1	14,3
Modification et entretien des pièces d'équipement	14,6	1,9	2,9	2,5	21,9	1,5
Surveillance du périmètre	2,9	4,2	3,7	3,2	14,0	1,0
Autres coûts liés à la conformité	0,1	3,5	3,0	2,6	9,2	0,6

^c Including costs of OGI cameras, inspections and repairs.

^a Le total indiqué peut différer de la somme des valeurs parce que les valeurs ont été arrondies.

^b Comprend les avantages nets de la réduction en éq. CO₂ des émissions de GES.

^c Comprend les coûts des instruments optiques de visualisation des gaz, des inspections et des réparations.

Avantages et coûts additionnels	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total 2017-2035	Annualisés
Coûts administratifs	0,3	1,3	1,1	0,9	3,6	0,3
Sous-total	34,8	57,2	86,4	74,5	252,9	17,7
Coûts pour le gouvernement						
Application de la loi, vérification et promotion de la conformité	0,2	0,3	0,2	0,2	0,9	0,1
Coûts totaux	35,1	57,4	86,6	74,7	253,9	17,7
Avantages nets					59,1	4,1
Ratio avantages-coûts					1,2:1	
Réductions des émissions (kt)						
COV					101,5	6,0
GES (CO ₂ e)					43,4	2,6
Effets qualifiés						
Avantages de la réduction des rejets des substances cancérigènes (par exemple le 1,3-butadiène, le benzène et l'isoprène) sur la santé.						
Amélioration des écosystèmes forestiers et réduction du risque de maladie chez les espèces sauvages ou le bétail par la diminution des concentrations d'ozone troposphérique et de particules.						

6.6 Distributional analysis

Among the provinces, the greatest share of the costs would be carried by Alberta (44%), followed by Ontario (16%), Saskatchewan (13%), Quebec (12%), British Columbia (8%), New Brunswick (1%) and Newfoundland and Labrador (1%).

The greatest reductions in VOC releases would be in Alberta (42%), followed by Ontario (18%), Saskatchewan (18%), Quebec (9%), British Columbia (4%), New Brunswick (4%) and Newfoundland and Labrador (4%).

Among the various types of facility, most costs would occur at refineries (71%), followed by upgraders (27%) and petrochemical facilities (2%). At the same time, the benefits from recovered liquid products would accrue directly to the same facilities that pay for VOC emission reduction measures. The greatest share of reductions in VOC releases would be in refineries (72%), followed by upgraders (26%) and petrochemical facilities (2%).

6.7 Competitive analysis

6.7.1 Petroleum refining

In general, petroleum refineries have little scope to pass additional compliance costs on to consumers in most Canadian markets because they purchase feedstocks (e.g. crude oil) and sell products that are largely based on posted benchmark prices set at various points globally. In

6.6 Analyse de répartition

Parmi les provinces, l'Alberta assumerait la plus importante partie des coûts (44 %), suivie de l'Ontario (16 %), de la Saskatchewan (13 %), du Québec (12 %), de la Colombie-Britannique (8 %), du Nouveau-Brunswick (1 %) et de Terre-Neuve-et-Labrador (1 %).

La plus importante réduction des rejets de COV se produirait en Alberta (42 %), puis en Ontario (18 %), en Saskatchewan (18 %), au Québec (9 %), en Colombie-Britannique (4 %), au Nouveau-Brunswick (4 %) et à Terre-Neuve-et-Labrador (4 %).

Parmi les divers types d'installations, les raffineries assumeraient la majeure partie des coûts (71 %), suivies des usines de valorisation (27 %) et des usines pétrochimiques (2 %). En même temps, les avantages liés aux produits liquides récupérés seraient directement attribuables aux mêmes installations qui paient pour appliquer des mesures de réduction des émissions de COV. La plus grande partie de la réduction des rejets de COV serait obtenue aux raffineries (72 %), puis aux usines de valorisation (26 %) et aux usines pétrochimiques (2 %).

6.7 Analyse de la concurrence

6.7.1 Raffinage du pétrole

En général, les raffineries de pétrole ont peu de latitude pour répercuter sur les consommateurs les coûts additionnels de la conformité dans la plupart des marchés canadiens, parce qu'elles achètent les matières premières (par exemple le pétrole brut) et vendent des produits dont

addition, much of the refined product competes for market share with comparable products from other petroleum refineries, thus minimizing the ability of producers to pass on costs through higher prices.

The Department's financial modelling shows that compliance costs associated with the proposed Regulations are small relative to other capital and operating costs; after-tax cash flow per litre of refined product²⁵ is not expected to decrease by more than 0.04 cents/L at any refinery, with a production-weighted average impact in the sector of around 0.01 cents/L estimated as an impact of less than 0.5% of after-tax profits. In addition, since the Canadian market for refined petroleum products is highly integrated with that of the United States, the proposed Regulations are not expected to adversely affect the competitive position of any affected refinery, as their competitors in the United States face similar requirements (see section 1.5).

6.7.2 Upgrading

It is expected that upgraders would also have little scope to pass compliance costs on to consumers. Prices for inputs (e.g. heavy oil and bitumen) are based on North American heavy oil benchmarks, leaving little scope for upgraders to influence the prices. Synthetic crude oil (SCO) prices are based on North American light crude oil prices, with a slight price differential based on crude oil quality. It is expected that the potential for competition from substitutes, namely other types of light crude oil, would reduce the ability of upgraders to pass additional costs on to purchasers of SCO.

Despite challenges facing new upgrading investment in recent years, the proposed Regulations are not expected to have a meaningful impact on the profitability of the upgrading sector. The additional cost per barrel of SCO due to the proposed Regulations is expected to be below \$0.01/barrel, which represents less than 0.1% of historical quarterly after-tax profits for any affected upgrader, based on quarterly data from 2009 to the first quarter of 2016.

²⁵ After-tax cash flow is a cash-based (i.e. non-accrual) profit metric whereby operating costs, capital costs and taxes are subtracted from revenue. It is a metric commonly used in project-level financial analysis.

le prix est basé largement sur les prix de référence affichés, établis à divers points du globe. En outre, la majeure partie des produits raffinés font concurrence à des produits comparables d'autres raffineries pétrolières pour obtenir une part du marché, ce qui réduit au minimum la capacité des producteurs de hausser les prix pour répercuter les coûts sur autrui.

Le modèle financier du Ministère indique que les coûts de la conformité au projet de règlement sont faibles comparativement à d'autres coûts d'immobilisations et de fonctionnement; les flux de trésorerie après taxes et impôts par litre de produit raffiné²⁵ ne devraient pas diminuer de plus de 0,04 cent/L à toute raffinerie, avec un effet moyen pondéré par la production dans le secteur d'environ 0,01 cent/L estimé comme un effet de moins de 0,5 % sur les profits après taxes et impôts. En outre, comme le marché canadien pour les produits pétroliers raffinés est intimement lié à celui des États-Unis, le projet de règlement ne devrait pas nuire à la position concurrentielle des raffineries visées, car leurs concurrents américains font face à des exigences similaires (voir la section 1.5).

6.7.2 Valorisation

Il est prévu que les usines de valorisation auraient également peu de latitude pour répercuter sur les consommateurs les coûts de la conformité. Les prix des intrants (par exemple le pétrole lourd et le bitume) sont fondés sur les prix de référence du pétrole lourd en Amérique du Nord, ce qui laisse peu de marge aux usines pour influencer sur les prix. Les prix du pétrole brut synthétique sont fondés sur les prix nord-américains du pétrole brut léger, avec un petit écart de prix reposant sur la qualité du pétrole brut. On s'attend à ce que le potentiel de concurrence des substituts, c'est-à-dire d'autres types de pétrole brut léger, réduise la capacité des usines de répercuter les coûts additionnels sur les acheteurs de pétrole brut synthétique.

Malgré les défis entourant les nouveaux investissements en valorisation au cours des dernières années, le projet de règlement ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la rentabilité du secteur de la valorisation. Les coûts additionnels par baril de pétrole brut synthétique découlant du projet de règlement devraient être inférieurs à 0,01 \$/baril, ce qui représente moins de 0,1 % des profits historiques trimestriels après taxes et impôts pour chaque usine de valorisation touchée, d'après les données trimestrielles de 2009 jusqu'au premier trimestre de 2016.

²⁵ Le flux de trésorerie après taxes et impôts est une mesure du profit fondée sur la comptabilité de trésorerie, plutôt que sur la comptabilité d'exercice, qui soustrait des revenus les coûts d'exploitation, les immobilisations et les taxes. La mesure est couramment utilisée dans l'analyse financière de projet.

6.7.3 Petrochemical manufacturing

It is less clear whether regulatory compliance costs from the petrochemical sector could be passed on to consumers, because such facilities produce and sell a wide range of petrochemical products to various markets. While many of these products may be fairly homogenous and open to competition from substitutes, this may not be the case with all petrochemicals produced at these facilities.

In general, the fact that costs associated with the proposed Regulations are low would mitigate concerns about competitiveness.

6.8 Sensitivity analysis

A sensitivity analysis is conducted to examine the impact of risk and uncertainty on costs and benefits, by changing one variable at a time while holding other variables constant. The key variables considered are equipment component counts, the discount rate and the conversion factor between VOC release reductions and recovered liquid products.

6.8.1 Equipment component inventory

The average equipment component counts presented in the memo from RTI International to the U.S. EPA were applied to most facilities in this analysis. However, the actual equipment component counts at individual facilities can vary significantly from these average estimates. A sensitivity analysis was conducted on equipment component inventory and the results show that an increase (decrease) of 30% in equipment component inventory would lead to an increase (decrease) of 22% in total costs and 28% in emission reductions.

6.8.2 Conversion factor between reduced VOCs and recovered liquid products

The central analysis assumes that one tonne of reduction in VOC releases would result in 1 000 L of recovered liquid products. However, it is uncertain how many litres of liquid products would be recovered from each tonne of reduced VOC releases. A sensitivity analysis was conducted on the conversion factor and the results show that an increase (decrease) of 30% in conversion factor would lead to an increase (decrease) of 30% in net economic benefit of recovered products.

6.8.3 Discount rate

In the central case for this analysis, the discount rate of 3% is used to calculate the PV of costs and benefits. Table 8 shows total benefits and total costs when there is no discounting (undiscounted values) and when the discount rate is 7%.

6.7.3 Fabrication de produits pétrochimiques

Il n'est pas évident de déterminer si les coûts de conformité à la réglementation pour le secteur pétrochimique seraient ou non répercutés sur les consommateurs, étant donné que les installations de ce secteur produisent et vendent une vaste gamme de produits sur divers marchés. Même si bon nombre de ces produits peuvent être assez homogènes et exposés à la concurrence de substituts, cela pourrait ne pas être le cas de tous les produits pétrochimiques issus de ces installations.

En général, le fait que les coûts attribuables au projet de règlement sont faibles atténuerait les préoccupations en matière de concurrence.

6.8 Analyse de sensibilité

On effectue une analyse de sensibilité pour examiner les incidences des risques et de l'incertitude sur les coûts et les avantages, en remplaçant une variable à la fois, tout en maintenant constantes les autres variables. Les variables clés examinées sont le nombre de pièces d'équipement, le taux d'actualisation et le facteur de conversion de la réduction des rejets de COV en produits liquides récupérés.

6.8.1 Inventaire des pièces d'équipements

Le nombre moyen de pièces d'équipement présenté dans la note de RTI International à l'EPA des États-Unis a été appliqué à la plupart des installations analysées. Cependant, le nombre réel de pièces d'équipement de chaque installation peut s'écarter considérablement de cette estimation moyenne. Une analyse de sensibilité a été menée pour l'inventaire des pièces d'équipement, et les résultats indiquent qu'une augmentation (diminution) de 30 % de l'inventaire entraînerait une augmentation (réduction) de 22 % des coûts totaux et de 28 % des émissions.

6.8.2 Facteur de conversion de la réduction des COV rejetés en produits liquides récupérés

Dans l'analyse centrale, on suppose qu'une réduction d'une tonne de COV rejetés représenterait 1 000 L de produits liquides récupérés. Cependant, on n'est pas certain du nombre de litres qui seraient récupérés pour chaque tonne de COV non rejetés. On a soumis le facteur de conversion à une analyse de sensibilité, et les résultats indiquent qu'une augmentation (diminution) de 30 % du facteur de conversion entraînerait une augmentation (diminution) de 30 % des avantages économiques nets provenant des produits récupérés.

6.8.3 Taux d'actualisation

Dans le cas central de la présente analyse, on utilise le taux d'actualisation de 3 % pour calculer la valeur actualisée des coûts et des avantages. Le tableau 8 présente les avantages totaux et les coûts totaux lorsque les valeurs ne sont pas actualisées et lorsque le taux d'actualisation est de 7 %.

Table 8: Discount rate (\$M)

	Undiscounted	3%	7%
Total costs	356.76	253.86	168.85
Total benefits	436.18	312.96	210.05
Net benefits	79.42	59.10	41.20
Benefit-cost ratio	1.3:1	1.2:1	1.2:1

7 “One-for-One” Rule

This regulatory proposal would be new regulations and would result in an increase in administrative burden costs for regulated parties. The proposed Regulations would therefore be considered an “IN” under the “One-for-One” Rule. Following Treasury Board of Canada Secretariat’s guide on the “One-for-One” Rule,²⁶ and using a 7% discount rate and 10-year time frame beginning in 2018, it is estimated that the proposed Regulations would result in an increase in annualized administrative burden costs of \$179,664 (in 2012 Canadian dollars) for all affected facilities for the years 2018 to 2027, or \$6,910 per facility.

7.1 One-time costs

Senior management at each facility would spend an average of one hour to become familiar with the administrative requirements of the proposed Regulations in 2018. Based on the feedback received from industry stakeholders, it is assumed that the wage rate is \$120/hour for senior managers in Alberta and Saskatchewan, and \$45/hour for the rest of Canada.

A chemical engineer or an employee with training in natural or applied science at each facility would need an average of

- 0.5 hours to register facility information (e.g. name, address and contact information for the facility and representatives) with the Department in 2018;
- 4 hours to learn the emission calculation methodology in 2018; and
- 0.5 hours to prepare and submit an initial fence line monitoring plan in 2018, and another 10 hours to prepare and submit an initial fence line monitoring report to the Department in 2019.

Based on feedback from stakeholders, the assumed wage rate is \$58/hour for chemical engineers in Alberta and Saskatchewan, and \$35/hour for the rest of Canada.

²⁶ *Controlling Administrative Burden That Regulations Impose on Business: Guide for the ‘One-for-One’ Rule.* <http://www.tbs-sct.gc.ca/rtrap-parfa/cabtrib-lfarie/cabtrib-lfarie07-eng.asp>.

Tableau 8 : Taux d’actualisation (M\$)

	Valeurs non actualisées	3 %	7 %
Coûts totaux	356,76	253,86	168,85
Avantages totaux	436,18	312,96	210,05
Avantages nets	79,42	59,10	41,20
Ratio avantages-coûts	1,3:1	1,2:1	1,2:1

7 Règle du « un pour un »

Le projet de règlement serait un nouveau règlement et entraînerait une augmentation du fardeau administratif pour les parties réglementées. Par conséquent, le projet de règlement est considéré comme un « AJOUT » selon la règle du « un pour un ». En suivant le guide du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada sur la règle du « un pour un »²⁶ et en utilisant un taux d’actualisation de 7 % et une période de 10 ans commençant en 2018, on estime que le projet de règlement entraînerait une augmentation du fardeau administratif annualisé de 179 664 \$ (en dollars canadiens de 2012) pour toutes les installations visées, pour les années 2018 à 2027, soit de 6 910 \$ par installation.

7.1 Coûts non récurrents

À chaque installation, la haute direction passerait en moyenne une heure pour se mettre au courant des exigences administratives du projet de règlement en 2018. D’après les commentaires reçus des intervenants de l’industrie, on suppose que le taux de rémunération des cadres supérieurs est de 120 \$/heure en Alberta et en Saskatchewan, et de 45 \$/heure dans le reste du Canada.

À chaque installation, un ingénieur chimiste ou un employé ayant reçu une formation en sciences naturelles ou appliquées aurait besoin, en moyenne, du nombre d’heures suivant :

- 0,5 heure pour inscrire l’installation (par exemple le nom, l’adresse et les coordonnées de l’installation et des représentants) auprès du Ministère en 2018;
- 4 heures pour apprendre la méthode de calcul des émissions en 2018;
- 0,5 heure pour établir et présenter un premier plan de surveillance du périmètre en 2018, et 10 heures de plus pour établir un premier rapport de surveillance péri-métrique et le présenter au Ministère en 2019.

D’après les commentaires des intervenants, le taux de rémunération hypothétique est de 58 \$/heure pour les ingénieurs chimistes en Alberta et en Saskatchewan, et de 35 \$/heure dans le reste du Canada.

²⁶ *Limiter le fardeau administratif que la réglementation impose aux entreprises : Guide sur la règle du « un pour un ».* <http://www.tbs-sct.gc.ca/hgw-cgf/priorities-priorites/rtrap-parfa/guides/cabtrib-lfarie/cabtrib-lfarie07-fra.asp>.

7.2 Ongoing costs

A chemical engineer or an employee with training in natural or applied science (with the same wage rate assumptions as above) at each facility would need, on an annual basis, an average of

- 4 hours to review fence line monitoring results for the years 2018 to 2035;
- 6.5 hours to maintain fence line monitoring data for the years 2018 to 2035, 80 hours to maintain LDAR records for the years 2019 to 2035 and 8 hours to maintain emission results for the years 2019 to 2035;
- 30 hours to prepare and submit annual reports to the Department for the years 2020 to 2035, and another 2 hours to prepare and submit a corrective action report to the Department, if needed, for the years 2021 to 2035; and
- 75 hours to assist auditors for the years 2021 to 2035.

8 Small business lens

No small businesses²⁷ would be affected by the proposed Regulations, as all facilities that would be subject to the proposed Regulations are considered large businesses, with more than 100 employees or annual gross revenues exceeding \$5M. The small business lens therefore does not apply to the proposed Regulations.

9 Consultation

Over many years, stakeholders and federal, provincial and municipal governments have engaged extensively in the development of measures to control the fugitive releases of VOCs and provided input during the assessment of PRGs under the Chemicals Management Plan (CMP).

9.1 Early consultations – 2003 to 2015

In 2003, a detailed consultation to review and update the CCME Code was undertaken. Extensive consultation programs engaged representatives from the federal and provincial governments, industry associations, petroleum and petrochemical facilities and non-governmental organizations. These efforts led to suggested improvements to the existing CCME Code, which would further reduce fugitive

²⁷ For the purposes of the small business lens, the Treasury Board of Canada Secretariat defines a small business as any business, including its affiliates, that has fewer than 100 employees or between \$30,000 and \$5M in annual gross revenue. *Hardwiring Sensitivity to Small Business Impacts of Regulation: Guide for the Small Business Lens* (<http://www.tbs-sct.gc.ca/rtrap-parfa/guides-eng.asp>).

7.2 Coûts permanents

À chaque installation, un ingénieur chimiste ou un employé ayant reçu une formation en sciences naturelles ou appliquées (dont le taux de rémunération hypothétique est le même que celui indiqué ci-dessus) aurait besoin, sur un an, en moyenne, du nombre d'heures suivant :

- 4 heures pour examiner les résultats de la surveillance du périmètre pour les années 2018 à 2035;
- 6,5 heures pour tenir à jour les données de surveillance du périmètre pour les années 2018 à 2035, 80 heures pour tenir les registres de DERF pour les années 2019 à 2035, et 8 heures pour tenir à jour les résultats des émissions pour les années 2019 à 2035;
- 30 heures pour établir les rapports annuels et les présenter au Ministère pour les années 2020 à 2035, et 2 heures de plus pour établir un rapport sur les mesures correctives et le présenter au Ministère, le cas échéant, pour les années 2021 à 2035;
- 75 heures pour assister les vérificateurs pour les années 2021 à 2035.

8 Lentille des petites entreprises

Aucune petite entreprise²⁷ ne serait touchée par le projet de règlement, car toutes les installations qui seraient visées sont considérées comme de grandes entreprises qui comptent plus de 100 employés ou dont les revenus bruts annuels dépassent les 5 millions de dollars. La lentille des petites entreprises ne s'applique donc pas.

9 Consultation

Depuis de nombreuses années, les intervenants, les gouvernements fédéral et provinciaux et les administrations municipales participent activement à l'élaboration de mesures visant à réduire les rejets fugitifs de COV, et ils ont contribué à l'évaluation des GPR dans le cadre du Plan de gestion des produits chimiques (PGPC).

9.1 Consultations préliminaires – 2003 à 2015

En 2003, on a entrepris une consultation détaillée visant à examiner et à mettre à jour le Code du CCME. De vastes programmes de consultation ont mobilisé des représentants des gouvernements fédéral et provinciaux, d'associations industrielles, d'installations pétrolières et pétrochimiques et d'organisations non gouvernementales. Ils ont permis de suggérer des améliorations du Code du

²⁷ Aux fins de la lentille des petites entreprises, le Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada définit comme petite entreprise « [t]oute entreprise, y compris ses sociétés affiliées, qui compte moins de 100 employés ou dont les revenus bruts annuels sont compris entre 30 000 \$ et 5 M\$ ». *Tenir compte de l'impact de la réglementation sur les petites entreprises dès le stade de l'élaboration : Guide sur la Lentille des petites entreprises* (<http://www.tbs-sct.gc.ca/hgw-cgf/priorities-priorites/rtrap-parfa/guides/index-fra.asp>).

VOC releases and better align the Code with the U.S. EPA's regulatory measures. However, CCME did not revise the Code to include these recommendations.

From January 2011 to March 2012, a multi-stakeholder working group worked intensively to develop a set of requirements to reduce VOC releases from the petroleum and petrochemical sectors. This effort was part of the Air Quality Management System (AQMS) Base-Level Industrial Emission Requirements (BLIERS) process for major industrial emitters. In October 2012, the federal, provincial and territorial ministers of the environment, with the exception of the one from Quebec, agreed to implement the AQMS.

In March 2011, the Department and Health Canada published a draft screening assessment and a risk management scope document for site-restricted PRGs. Two non-governmental organizations (NGOs) submitted feedback, seeking mandatory emission monitoring and reporting in the vicinity of facilities releasing PRGs. In June 2013, the final screening assessment and a risk management approach document²⁸ for site-restricted PRGs were published. Written comments that were received focused on avoiding an administratively complex approach.

In spring 2015, the Department consulted with industry stakeholders on an early version of the proposed VOC requirements. In general, industry associations were supportive of implementing a "smart" LDAR program that allows the use of OGI cameras to detect leaks. Two major comments were made:

- it would be challenging to conduct leak detection during winter, given increased risk of injury and increased risk to safety; and
- a significant leak threshold of 500 ppmv, under consideration by the Department at that time, would provide relatively small VOC release reductions (relative to a significant leak threshold of 1 000 ppmv), but would result in significantly higher repair costs.

To address these comments, the Department modified two elements of the proposed regulatory approach: the frequency of inspections was changed from quarterly to three times per year so that inspections would not be

CCME visant à réduire davantage les rejets fugitifs de COV et à mieux harmoniser le Code avec les mesures de réglementation de l'EPA des États-Unis. Le CCME n'a cependant pas révisé le Code en fonction de ces recommandations.

De janvier 2011 à mars 2012, un groupe de travail multi-intervenant a travaillé intensivement à l'élaboration d'un ensemble d'exigences visant à réduire les rejets de COV des secteurs pétrolier et pétrochimique. Ces travaux s'inscrivaient dans le processus des exigences de base relatives aux émissions industrielles (EBEI) du système de gestion de la qualité de l'air (SGQA) pour les grands émetteurs industriels. En octobre 2012, les ministres fédéral, provinciaux et territoriaux de l'environnement, à l'exception de celui du Québec, ont convenu de mettre en œuvre le SGQA.

En mars 2011, le Ministère et Santé Canada ont publié une ébauche d'évaluation préalable et un document sur le cadre de gestion des risques pour les GPR restreints aux installations. Deux organisations non gouvernementales (ONG) y ont réagi en demandant la surveillance et la déclaration obligatoires des émissions à proximité des installations émettrices de GPR. En juin 2013, le rapport final d'évaluation préalable et un document d'approche de gestion des risques²⁸ pour les GPR restreints aux installations ont été publiés. Les commentaires écrits qui ont été reçus préconisaient une approche sans complexité administrative.

Au printemps de 2015, le Ministère a consulté les intervenants de l'industrie au sujet d'une version antérieure des exigences proposées pour les COV. En général, les associations de l'industrie ont appuyé l'idée d'instaurer un programme de DERF « intelligent » qui autorise l'utilisation d'instruments optiques de visualisation des gaz pour détecter les fuites. Deux remarques majeures ont été faites :

- les risques pour la sécurité et les risques de blessures rendent difficile d'effectuer la détection des fuites l'hiver puisqu'ils peuvent s'accroître durant cette période;
- l'établissement du seuil de fuite importante à 500 ppmv, comme l'envisageait alors le Ministère, ne donnerait qu'une faible réduction des émissions de COV (par rapport à un seuil de fuite importante fixé à 1 000 ppmv), mais entraînerait des coûts de réparation beaucoup plus élevés.

En réaction à ces commentaires, le Ministère a modifié deux éléments de la réglementation proposée : la fréquence des inspections, qui passe de quatre fois par année (trimestrielle) à trois fois par année (c'est-à-dire

²⁸ Risk Management Approach: Petroleum and Refinery Gases [Site-Restricted]. <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=En&n=62D588DD-1>. June 2013.

²⁸ Approche de gestion des risques proposée : Les gaz de pétrole et de raffinerie [restreints aux installations]. <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=62D588DD-1>. Juin 2013.

required during the winter and the significant leak threshold was revised from 500 ppmv to 1 000 ppmv.

The Department also consulted industry stakeholders on BCA-related assumptions and data in spring 2015. A document containing various compliance and administrative cost assumptions and key data (e.g. equipment component inventory, leak fractions and emission rates) was shared for comments. A questionnaire was also circulated to solicit information from facilities, such as their equipment component inventory and a detailed description of their current LDAR programs. Comments and some inventory data were received. After in-depth review, the Department incorporated relevant feedback (e.g. wage rates and time required for administrative activities and costs associated with OGI cameras) into the analysis and recognized the need to solicit more details on equipment component inventory. The Department also started reviewing the methodology of estimating leak fractions and emission rates.

9.2 Prepublication consultations – 2016

The Department conducted prepublication consultations during the months of April to September 2016 to support the finalizing of the proposed Regulations. In April 2016, the Department released a discussion document to approximately 120 individuals, representing 70 organizations. The purpose of that consultation was to provide information on the proposed Regulations and to seek input from Indigenous peoples, provincial and municipal governments and stakeholders. The Department also distributed a BCA document containing assumptions for requirements (e.g. fenceline monitoring, record keeping, reporting and third-party auditing) developed after the spring 2015 consultations and key data, such as revised estimates of leak fractions and emission rates. A questionnaire was sent to industry stakeholders and provincial and municipal governments in order to collect more detailed information on equipment component inventory, leak fractions and emission rates, for the preceding three years, in order to assist in improving the Department's estimates.

The Department held information sessions with approximately 50 participants in April 2016 to provide Indigenous peoples, provincial and municipal governments and stakeholders with an overview of the proposed Regulations and the BCA materials, and to solicit their feedback. The Department received written comments from one First Nation and from provincial and municipal

qu'aucune inspection ne sera exigée l'hiver), et le seuil de fuite importante, qui passe de 500 ppmv à 1 000 ppmv.

Au printemps de 2015, le Ministère a également consulté les intervenants de l'industrie au sujet des hypothèses et données de l'AAC. Il leur a demandé de commenter un document qui présentait diverses hypothèses en matière de coûts de conformité et d'administration, ainsi que des données importantes (par exemple l'inventaire des pièces d'équipement, la proportion de fuite et le taux d'émission). Le Ministère leur a distribué un questionnaire pour obtenir des renseignements sur leurs installations, notamment l'inventaire des pièces d'équipement et une description détaillée de leurs programmes actuels de DERF. Le Ministère a ainsi reçu des commentaires et des données sur les inventaires des pièces d'équipement pour certaines installations. Après un examen approfondi, le Ministère a intégré à son analyse les commentaires pertinents (par exemple le taux de rémunération et le temps consacré aux activités administratives et les coûts liés aux instruments optiques de visualisation des gaz). Le Ministère a reconnu le besoin d'obtenir plus de renseignements concernant les inventaires des pièces d'équipement. Il a aussi commencé à examiner la méthodologie d'estimation des proportions de fuite et des taux d'émission.

9.2 Consultations préalables à la publication – 2016

Le Ministère a tenu des consultations préalables à la publication durant les mois d'avril à septembre 2016 pour achever le projet de règlement. En avril 2016, le Ministère a distribué un document de travail à environ 120 personnes représentant 70 organisations. Cette consultation visait à les renseigner sur le projet de règlement et à obtenir les commentaires de peuples autochtones, de gouvernements provinciaux, d'administrations municipales et d'autres intervenants. Le Ministère a également distribué un document d'AAC qui présente les hypothèses relatives aux exigences (par exemple la surveillance au périmètre des installations, la tenue des registres, la déclaration et la vérification par des tiers) élaborées après les consultations du printemps 2015, ainsi que des données importantes comme les estimations révisées des proportions de fuite et des taux d'émission. Pour améliorer ses estimations, le Ministère a envoyé un questionnaire aux intervenants de l'industrie, aux gouvernements provinciaux et à des administrations municipales afin d'obtenir des précisions quant aux inventaires de pièces d'équipement, aux proportions de fuite et aux taux d'émission pour les trois dernières années.

En avril 2016, le Ministère a tenu des séances d'information, auxquelles ont participé une cinquantaine de personnes (peuples autochtones, gouvernements provinciaux, administrations municipales et autres intervenants), pour leur donner un aperçu du projet de règlement et de la documentation de l'AAC, et recueillir leurs commentaires. Le Ministère a ainsi reçu des commentaires d'une

governments, industry and associations — 9 of which were on the proposed Regulations and 10 on the BCA. In addition, the Department received three completed questionnaires from industry stakeholders. No written comments were received from NGOs.

Upon request from industry, the Department committed to taking into consideration written comments submitted after the initial submission deadline. Also on request, the Department held additional teleconference sessions with industry and with Indigenous peoples.

Key areas that required further discussion and consideration included the scope of the proposed Regulations, the significant leak threshold, fence line monitoring, federal-provincial alignment, inspection safety and performance incentive programs.

Based on specific stakeholder feedback, the Department made adjustments to the policy elements of the proposed Regulations taking into account the comments and the Department's responses below.

9.3 Comments received and responses from the Department

Provincial and municipal governments were supportive of the regulatory framework. While some industry stakeholders were supportive of the Department implementing national regulations, other industry feedback was more critical and sought changes. Industry also submitted technical parameters (e.g. inspection records from their existing LDAR programs) for the Department's consideration. One First Nation emphasized the importance of the proposed Regulations in addressing the environmental challenges of their community and submitted specific feedback for consideration on the proposed technical requirements.

The changes outlined below, as well as others, were incorporated into the proposed Regulations.

9.3.1 Proposed regulations

Comment No. 1: Affected facilities and sources

One First Nation, several provinces and industry asked why some facilities (e.g. chemical production facilities) were not subject to the proposed Regulations. The First Nation, an NGO and industry also inquired about addressing sources of VOC releases other than equipment leaks.

Première Nation, de gouvernements provinciaux, d'administrations municipales, de l'industrie et d'associations — 9 des réponses reçues ont porté sur le projet de règlement, et 10 sur l'AAC. Le Ministère a également reçu trois questionnaires dûment remplis par des intervenants de l'industrie. Aucun commentaire écrit n'a été reçu des ONG.

À la demande de l'industrie, le Ministère s'est engagé à tenir compte des commentaires écrits soumis après l'échéance initialement fixée. Le Ministère a également tenu d'autres téléconférences avec l'industrie et des peuples autochtones, à leur demande.

Les aspects importants suivants ont nécessité une discussion et un examen approfondis : la portée du projet de règlement, la fixation du seuil de fuite importante, la surveillance du périmètre, l'harmonisation fédérale et provinciale, la sécurité du travail d'inspection et les programmes d'incitation au rendement.

Le Ministère a modifié certains éléments du projet de règlement en tenant compte des commentaires reçus et de ses réponses qui sont présentés plus bas.

9.3 Commentaires reçus et réponses du Ministère

Les gouvernements provinciaux et les administrations municipales ont appuyé le cadre réglementaire. Certains intervenants de l'industrie étaient en faveur de la mise en œuvre d'un règlement national par le Ministère, tandis que d'autres ont été plus critiques et ont demandé des changements. L'industrie a également présenté des paramètres techniques (par exemple des dossiers d'inspection des programmes de DERF existants) pour que le Ministère les examine. Une Première Nation a souligné l'importance du projet de règlement pour régler les problèmes environnementaux auxquels elle fait face et a présenté des commentaires précis sur les exigences techniques proposées.

Les modifications présentées ci-dessous, ainsi que d'autres, ont été intégrées au projet de règlement.

9.3.1 Projet de règlement

Commentaire n° 1 : Installations et sources visées

Une Première Nation, quelques provinces et l'industrie ont demandé pourquoi certaines installations (par exemple des usines de fabrication de produits chimiques) n'étaient pas visées par le projet de règlement. La Première Nation, une ONG et l'industrie ont aussi demandé comment seraient réglementées les sources de rejets de COV autres que les pièces d'équipement qui fuient.

Response No. 1

The proposed Regulations target specific facilities (those that are expected to release PRGs, based on the CMP screening assessments) and specific sources of releases (leaking equipment components). One of the objectives of the proposed Regulations is to address risks of PRGs, specifically 1,3-butadiene, to Canadians in the vicinity of these facilities. Natural gas processing facilities can also release PRGs, but these PRGs are not expected to contain 1,3-butadiene. Therefore, these facilities are beyond the scope of the proposed Regulations.

Canada's planned action to reduce methane releases and to contribute to Canada's climate change commitments would also reduce harmful VOC releases from other petroleum-sector facilities (not covered by the proposed Regulations) since VOCs and methane are typically released together.

Future regulatory initiatives could expand the scope to include other facilities and sources, in order to address additional VOC releases. For example, additional VOC release sources, including storage tanks and certain loading and unloading operations, have been identified in screening assessments for other petroleum substances under the CMP (such as natural gas condensates).²⁹ The risk management scope document for natural gas condensates proposed a regulation under CEPA for reducing fugitive and evaporative air emissions from petroleum facilities.³⁰

Comment No. 2: Scope of equipment components covered by the proposed Regulations, frequency of inspections and the significant leak threshold

Industry stakeholders and one First Nation proposed that equipment components in contact with a fluid containing 2% or more benzene should be inspected three times per year with a leak threshold of 1 000 ppmv, but all other equipment components should only be inspected once per year with a leak threshold of 10 000 ppmv. Following further discussions with the Department, industry stakeholders suggested that all equipment components be inspected three times per year, with a significant leak threshold of 1 000 ppmv for equipment components in contact with a fluid containing 2% or more benzene, and a significant leak threshold of 10 000 ppmv for all other equipment components. The First Nation suggested that

²⁹ The final screening assessment report for natural gas condensates (December 2016) is available at <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=En&n=7933A3C7-1>.

³⁰ The risk management approach document for natural gas condensates (December 2016) is available at <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=En&n=BBE4B27E-1>.

Réponse n° 1

Le projet de règlement vise certaines installations (celles qui devraient rejeter des GPR, selon les évaluations préalables du PGPC) et certaines sources de rejet (pièces d'équipement qui fuient). Un des objectifs du projet de règlement consiste à réduire les risques que présentent les GPR, plus précisément le 1,3-butadiène, pour les Canadiens qui se trouvent près de ces installations. Les installations de traitement du gaz naturel émettent aussi des GPR, mais comme on ne s'attend pas à ce qu'ils comprennent du 1,3-butadiène, le projet de règlement ne vise pas ces installations.

Les mesures que le Canada prévoit prendre pour réduire les rejets de méthane, conformément à ses engagements en matière de changements climatiques, devraient également réduire les rejets de COV nocifs d'autres installations du secteur pétrolier (non visées par le projet de règlement) puisqu'elles rejettent habituellement des COV en même temps que le méthane.

De futures initiatives réglementaires pourraient être prises dans le cadre du champ d'application du projet de règlement visant d'autres installations et sources d'émission, afin de traiter des rejets de COV additionnels. Par exemple, les évaluations préalables d'autres substances pétrolières (comme les condensats de gaz naturel)²⁹, effectuées dans le cadre du PGPC, ont identifié d'autres sources de COV, notamment les réservoirs de stockage et certaines activités de chargement et de déchargement. Le document sur le cadre de gestion des risques liés aux condensats de gaz naturel propose un règlement d'application de la LCPE pour réduire les émissions atmosphériques fugitives et par évaporation des installations pétrolières³⁰.

Commentaire n° 2 : La portée des pièces d'équipement visées par le projet de règlement, la fréquence d'inspection et le seuil de fuite importante

Des intervenants de l'industrie et une Première Nation ont proposé que les pièces d'équipement en contact avec un liquide contenant 2 % ou plus de benzène soient inspectées trois fois par année, selon un seuil de fuite fixé à 1 000 ppmv, mais que toutes les autres pièces d'équipement ne soient inspectées qu'une fois par année, selon un seuil de fuite fixé à 10 000 ppmv. Après d'autres discussions avec le Ministère, les intervenants de l'industrie ont proposé que toutes les pièces d'équipement soient inspectées trois fois par année, selon un seuil de fuite importante fixé à 1 000 ppmv pour les pièces d'équipement en contact avec un liquide contenant 2 % ou plus de benzène, et fixé à 10 000 ppmv pour toutes les autres pièces d'équipement.

²⁹ Le rapport d'évaluation préalable des condensats de gaz naturel (décembre 2016) est consultable au <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=7933A3C7-1>.

³⁰ L'approche de gestion des risques liés aux condensats de gaz naturel (décembre 2016) se trouve au <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=BBE4B27E-1>.

an inspection frequency of three times per year was appropriate; however, the First Nation also recommended that the flexibility for winter months (i.e. no requirement for inspections during the winter) be removed.

Response No. 2

The Department revised the proposed Regulations to include three inspections per year for all equipment components, starting with a higher significant leak threshold of 10 000 ppmv for most equipment components. This threshold would then be reduced to 1 000 ppmv after 5.5 years to encourage continuous improvement and the use of low-emission equipment components. This approach would address a large percentage of fugitive releases from equipment leaks and would also provide facilities with more lead time to prepare for the lower significant leak threshold through equipment upgrades, improved operational procedures, etc.

Comment No. 3: Fenceline monitoring

Industry stakeholders proposed that a voluntary pilot project should be considered as an alternative to the regulated fenceline monitoring requirement. They argued that fenceline monitoring will not accurately depict releases from facilities due to local vehicle and neighbouring facility releases, biogenic VOCs, the effect of wind, etc. As well, industry did not support fenceline monitoring for VOCs other than benzene, because the U.S. EPA only requires monitoring for benzene. Some argued that the monitoring equipment components do not effectively capture VOCs other than benzene. In addition, industry stakeholders argued that the Department should not require fenceline monitoring in the winter due to the questionable accuracy of the monitors and the difficulty of collecting results during that season.

Response No. 3

Indigenous peoples and NGOs are seeking full transparency regarding toxic substances being emitted near populated areas. Fenceline monitoring using passive diffusive tubes is a proven technology and is already implemented as a regulated approach by the United States and Ontario and through an operating permit for the New Brunswick refinery. Fenceline monitoring equipment components can capture benzene, 1,3-butadiene and retainable VOCs — all of which are on the List of Toxic Substances in Schedule 1 to CEPA. While going beyond testing for benzene, the Department's approach to monitoring would generally align with requirements in the United States, Ontario and New Brunswick.

La Première Nation a suggéré que la fréquence de trois inspections par année était appropriée, mais elle a recommandé d'éliminer la flexibilité pour les mois d'hiver (soit aucune obligation d'inspection en hiver).

Réponse n° 2

Le Ministère a révisé le projet de règlement pour que celui-ci prévoit trois inspections par année pour toutes les pièces d'équipement et que le seuil de fuite importante soit d'abord fixé à 10 000 ppmv pour la plupart des pièces d'équipement. Au bout de 5,5 ans, ce seuil serait abaissé à 1 000 ppmv pour encourager des améliorations constantes et l'utilisation de pièces d'équipement à faibles émissions. Cette approche viserait un grand pourcentage des rejets fugitifs provenant des pièces d'équipement qui fuient et donnerait aux installations plus de temps pour se préparer à respecter le seuil de 1 000 ppmv en apportant des améliorations au matériel, aux procédures opérationnelles, etc.

Commentaire n° 3 : Surveillance du périmètre

Les intervenants de l'industrie ont proposé comme solution de rechange de remplacer l'exigence de surveillance du périmètre par un projet pilote d'application volontaire. Ils ont fait valoir que cette surveillance ne décrira pas fidèlement les rejets des installations en raison des rejets provenant de la circulation locale et d'installations voisines, de COV biogéniques, des effets du vent, etc. En outre, l'industrie s'est opposée à la surveillance du périmètre de COV autres que le benzène, parce que l'EPA des États-Unis n'exige que la surveillance du benzène. Certains ont indiqué que les instruments de surveillance ne mesurent pas efficacement tous les COV autres que le benzène. Des intervenants de l'industrie ont également fait valoir que le Ministère ne devrait pas exiger la surveillance du périmètre l'hiver en raison de l'exactitude douteuse des appareils de surveillance et de la difficulté d'obtenir des résultats durant cette période.

Réponse n° 3

Des peuples autochtones et des ONG souhaitent la pleine transparence quant aux émissions de substances toxiques près des zones habitées. La surveillance du périmètre au moyen de tubes à diffusion passive est une technologie éprouvée qui est déjà appliquée à titre d'approche réglementée aux États-Unis et en Ontario et dans le cadre du permis d'exploitation de la raffinerie du Nouveau-Brunswick. Cette technologie permet de mesurer le benzène, le 1,3-butadiène et le total des COV conservables, qui figurent tous sur la liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la LCPE. Bien qu'elle ne vise pas que le benzène, l'approche de surveillance proposée par le Ministère concorderait généralement avec les exigences aux États-Unis, en Ontario et au Nouveau-Brunswick.

The Department consulted with U.S. EPA officials and laboratory experts. Both indicated that the monitoring technologies have been validated for the temperature range of -15°C to 40°C . In response to industry concerns regarding the impact of winter, the Department revised the proposed Regulations to reduce the mandatory fence-line monitoring requirement from 12 months to 9 months of the year (April to December). The Department is also conducting further research on the impact of extreme weather conditions on fence-line monitoring.

Comment No. 4: Federal-provincial alignment

Some provinces and one municipality indicated their support for the proposed Regulations and are seeking alignment of the federal and provincial requirements and collaboration to minimize the administrative burden where possible.

Response No. 4

Currently, fugitive VOC releases from petroleum refineries, upgraders and certain petrochemical facilities are controlled by various provincial and municipal regulations, as well as voluntary measures implemented by industry (see section 1.4). The proposed Regulations are designed to bring Canada's regulatory framework in line with best practices in place in Canadian jurisdictions, as well as in the United States. For example, the proposed fence-line monitoring program would be generally aligned with the existing requirements in Ontario and the United States. The Department will continue to work with provincial and municipal governments to ensure coordination with existing requirements, to the extent possible. In order to reduce duplication, the Department will also consider equivalency agreements with provinces and single-window reporting, as appropriate.

Comment No. 5: Inspection safety

Industry stakeholders argued that some equipment components should be exempt from LDAR inspections due to safety or accessibility concerns (e.g. some equipment components may be difficult to reach with a sniffer). Furthermore, one First Nation referenced the Ontario industry standards, which exclude equipment components that are unsafe to monitor.

Response No. 5

The Department revised the proposed Regulations to include certain flexibilities in addressing safety concerns

Le Ministère a consulté des responsables et des experts de laboratoire de l'EPA des États-Unis, qui ont indiqué que la technologie de surveillance avait été validée pour la plage de température de -15°C à 40°C . En réponse aux préoccupations de l'industrie quant à l'effet de l'hiver, le Ministère a révisé le projet de règlement de façon à réduire la période de surveillance obligatoire au périmètre des installations de 12 à 9 mois de l'année (avril à décembre). Du même coup, le Ministère mène présentement des recherches supplémentaires sur l'impact des conditions météorologiques extrêmes sur le programme de surveillance du périmètre.

Commentaire n° 4 : Harmonisation fédérale-provinciale

Certaines provinces et une municipalité ont indiqué qu'elles appuient le projet de règlement et qu'elles souhaitent l'harmonisation des exigences fédérales et provinciales et une collaboration visant à réduire le plus possible le fardeau administratif.

Réponse n° 4

Les rejets fugitifs de COV des raffineries de pétrole, des usines de valorisation et de certaines installations pétrochimiques sont actuellement régis par divers règlements provinciaux et municipaux, en plus de faire l'objet de mesures d'application volontaire par l'industrie (voir la section 1.4). Le projet de règlement vise à harmoniser le cadre réglementaire du Canada avec les meilleures pratiques appliquées au Canada et aux États-Unis. Par exemple, le programme proposé de surveillance du périmètre concorderait généralement avec les exigences actuelles en Ontario et aux États-Unis. Le Ministère continuera de collaborer avec les provinces et les municipalités pour assurer la coordination avec les exigences actuelles, dans la mesure du possible. Pour réduire les doublons, le Ministère considérera des accords d'équivalence avec les provinces et la méthode de déclaration à guichet unique, le cas échéant.

Commentaire n° 5 : Sécurité des inspections

Des intervenants de l'industrie ont fait valoir que certaines pièces d'équipement devraient être exemptées des inspections de DERF pour des raisons de sécurité ou d'accessibilité (par exemple il peut être difficile d'approcher un instrument de surveillance portatif de certaines pièces d'équipement). De plus, une Première Nation a d'ailleurs fait référence aux normes sectorielles de l'Ontario qui excluent les pièces d'équipement dont la surveillance n'est pas sécuritaire.

Réponse n° 5

Le Ministère a révisé le projet de règlement de façon à prévoir une marge de manœuvre pour répondre aux

on the part of industry and other stakeholder feedback. Equipment components can be exempted from inspection if the facility operator considers them “unsafe to inspect” with both a sniffer and an OGI camera. However, it is expected that for most equipment components, OGI technology would enable imaging from various safe vantage points.

Comment No. 6: Performance incentive program

Industry stakeholders requested that the Department put in place a performance incentive program that would enable regulatees to move to less frequent inspections (once per year) in return for demonstrated low leak rates over time. They also requested that regulatees be exempt from fenceline monitoring where detection of VOCs is repeatedly low.

Response No. 6

The Department adjusted the significant leak threshold in order to provide more flexibility to facilities. The Department’s analysis shows that reducing inspections from three to one per year would significantly decrease the effectiveness of the LDAR program and could allow leaks to continue for up to one year. The Department remains open to exploring appropriately designed incentives that would not increase the risk of undetected leaks.

In response to industry comments on fenceline monitoring, the Department revised the proposed Regulations so that the monitoring frequency for 1,3-butadiene can be reduced from 14 days to 6 months if repeated results that are below the applicable detection limit are obtained.

9.3.2 Benefit-cost analysis

Comment No. 7: Leak fractions and emission rates

Industry stakeholders commented that the Department’s estimates of leak fractions (i.e. the number of leaking equipment components divided by the total number of equipment components of that type) were much higher than their experience would suggest.

Several stakeholders also sought further clarification on the Department’s estimated emission rates. Estimates for some equipment components indicated little or no

préoccupations de l’industrie et d’autres intervenants en matière de sécurité. Ainsi, des pièces d’équipement pourraient être exemptées des inspections si l’exploitant de l’installation juge que leur inspection au moyen d’un instrument de surveillance portatif et d’un instrument optique de visualisation des gaz n’est pas sécuritaire. On s’attend toutefois à ce que, pour la plupart des pièces d’équipement, les instruments optiques de visualisation des gaz puissent être utilisés à partir de divers points d’observation sécuritaires.

Commentaire n° 6 : Programme d’incitation au rendement

Les intervenants de l’industrie ont demandé que le Ministère établisse un programme d’incitation au rendement qui permettrait de réduire (à une par année) la fréquence d’inspection des installations qui présentent systématiquement de faibles taux de fuite. Ils ont également demandé que les parties réglementées soient exemptées de la surveillance du périmètre quand cette surveillance montre que les concentrations de COV sont faibles à plusieurs reprises.

Réponse n° 6

Le Ministère a modifié le seuil de fuite importante afin d’accroître la marge de manœuvre des installations. L’analyse du Ministère montre que la réduction de la fréquence des inspections de trois à une par année réduirait considérablement l’efficacité du programme de DERF et pourrait permettre aux fuites de continuer durant une période allant jusqu’à un an. Le Ministère reste prêt à envisager des incitatifs bien conçus qui n’augmenteraient pas le risque de fuites non détectées.

En réponse aux commentaires de l’industrie sur la surveillance du périmètre, le Ministère a révisé le projet de règlement de façon à pouvoir réduire la fréquence de surveillance du 1,3-butadiène pour la faire passer d’une fois aux 14 jours à une fois aux 6 mois si l’on obtient de façon répétée des résultats en dessous de la limite de détection applicable.

9.3.2 Analyse avantages-coûts

Commentaire n° 7 : Proportions de fuite et taux d’émission

Selon des intervenants de l’industrie, les proportions de fuite (le nombre de pièces d’équipement qui fuit, divisé par le nombre total des pièces d’équipements de même type) estimées par le Ministère sont beaucoup plus élevées que ce à quoi ils se seraient attendus d’après leur expérience.

Plusieurs intervenants ont également demandé plus de précisions sur les taux d’émission estimés par le Ministère. Selon les estimations pour certaines pièces

emission reductions after changing the significant leak threshold from 10 000 ppmv to 1 000 ppmv, or increasing the inspection frequency from once per year to three times per year.

Response No. 7

The Department conducted an in-depth review of leak fraction data submitted by three individual facilities. It was concluded that, for the same LDAR programs, the Department's estimated leak fractions were within a $\pm 10\%$ range of submitted data for most types of equipment components and could therefore reasonably be applied to all affected facilities in the analysis.

To assess the incremental impacts of the proposed Regulations, it was necessary to estimate emission rates for the two LDAR programs that would be instituted by the proposed Regulations: one with a significant leak threshold of 10 000 ppmv and the other with a significant leak threshold of 1 000 ppmv. For each LDAR program, the Department estimated emission rates for each type of equipment component, using the U.S. EPA Protocol for Equipment Leak Emission Estimates. Adjustments were made to key parameters in the U.S. EPA Protocol (e.g. occurrence rate and recurrence rate) so that they could be applied to Canadian facilities. The resulting emission rates were summarized and presented in the 2016 BCA consultation document.

For a few types of equipment components, the estimation method did not imply a difference in emissions rates between LDAR programs. However, for most types, the results show that the emission rates associated with a more stringent LDAR program (1 000 ppmv threshold) are lower than those associated with a less stringent LDAR program (10 000 ppmv threshold). During the 2016 consultation, the Department solicited industry stakeholders for submissions on emission rates achieved under existing LDAR practices. Insufficient data was provided to inform the Department's estimates; therefore, the Department relied on the emission rates estimated using the U.S. EPA Protocol for the analysis.

Comment No. 8: Compliance and administrative costs

Several stakeholders commented that some compliance and administrative costs were not considered, such as time spent tracking leaking equipment components for repair purposes, the cost of purchasing an OGI camera and related training and maintenance, as well as the cost of managing and coordinating LDAR programs.

d'équipement, faire passer le seuil de fuite importante de 10 000 à 1 000 ppmv ou accroître la fréquence des inspections de une à trois par année ne donnerait que peu ou pas de réduction des émissions.

Réponse n° 7

Le Ministère a réalisé un examen approfondi des données de proportion de fuite présentées par trois installations. Il a conclu que, pour les mêmes programmes de DERF, les proportions estimées par le Ministère ne variaient pas de plus de 10 % par rapport aux données présentées pour la plupart des types de pièces d'équipement et qu'il serait donc raisonnable d'appliquer les estimations du Ministère à toutes les installations visées par l'analyse.

Pour évaluer les effets différentiels du projet de règlement, il a fallu estimer les taux d'émission pour les deux programmes de DERF qu'établirait le projet de règlement : un programme qui fixerait le seuil de fuite importante à 10 000 ppmv et l'autre qui le fixerait à 1 000 ppmv. Pour chacun des programmes, le Ministère a estimé les taux d'émission pour chaque type de pièces d'équipement selon le Protocol for Equipment Leak Emission Estimates de l'EPA des États-Unis. Des modifications ont été apportées à des paramètres importants (par exemple le taux d'occurrence et le taux de récurrence) présentés dans ce protocole de l'EPA des États-Unis afin de les rendre applicables aux installations canadiennes. Les taux d'émission ainsi calculés sont présentés dans le document de consultation sur l'AAC de 2016.

Pour quelques types de pièces d'équipement, la méthode d'estimation n'a pas suggéré de différence entre les taux d'émission des programmes de DERF. Toutefois, les taux d'émission de la plupart des types de pièces d'équipement sont plus faibles pour le programme de DERF plus strict (seuil de 1 000 ppmv) que pour l'autre (seuil de 10 000 ppmv). Lors de la consultation de 2016, le Ministère a demandé aux intervenants de l'industrie de présenter les taux d'émission mesurés dans le contexte des pratiques de DERF actuelles. Or, comme le Ministère n'a pas obtenu suffisamment de données pour préciser ses estimations, il s'est appuyé sur les taux d'émission estimés selon le protocole de l'EPA des États-Unis dans son analyse.

Commentaire n° 8 : Coûts de conformité et d'administration

Selon plusieurs intervenants, certains coûts de conformité et d'administration n'ont pas été pris en considération, comme le temps pour effectuer le suivi des pièces d'équipement qui fuient afin de les réparer, les coûts de l'achat d'un instrument optique de visualisation des gaz, ainsi que de la formation et de l'entretien connexes, et les coûts de gestion et de coordination des programmes de DERF.

Response No. 8

During consultations with industry stakeholders in spring 2015, the Department had presented various assumptions for compliance and administrative burden costs and received feedback. The Department did not seek further feedback on some of these costs in the spring 2016 consultation document, but these costs were incorporated into the analysis and are presented in the BCA above.

Comment No. 9: Fenceline monitoring costs

Several stakeholders commented that the estimated fenceline monitoring costs were low. For example, compared to the Department's estimates, a facility would spend more time collecting samples and it would cost more to analyze them in a laboratory.

Response No. 9

During summer 2016, the Department received a report from the Ontario Ministry of the Environment and Climate Change entitled *Collaborative Project, Property Line Monitoring Implementation Plan*, dated September 30, 2016, for petroleum refineries and petrochemical facilities that would be affected by the Ontario industry standards. The report includes fenceline monitoring cost estimates. Ontario drafted this report based on the discussions of a working group composed of experts and representatives from industry facilities and their associations, laboratories, the Department, the Ontario Ministry of the Environment and Climate Change, Indigenous peoples and the U.S. EPA. The Department incorporated these cost estimates in the analysis.

10 Regulatory cooperation

As described in sections 1.4 and 1.5, fugitive VOC releases in Canada are currently managed under a patchwork of voluntary codes of practice, facility permits, municipal by-laws and provincial regulations. The proposed Regulations would modernize the current Canadian regime and would better align with current U.S. regulations. The U.S. EPA was consulted on various aspects of the proposed Regulations, in the context of the Canada–United States Workplan on Oil and Gas Emission under the Canada–United States Air Quality Agreement.³¹

³¹ This agreement was established in 1991 to address transboundary air pollution, such as sulphur dioxides and nitrogen oxides, and was amended in 2000 to address ground-level O₃ as a precursor of smog.

Réponse n° 8

Lors des consultations avec les intervenants de l'industrie au printemps 2015, le Ministère a présenté diverses hypothèses en matière de coûts de conformité et d'administration et a reçu des commentaires à cet égard. Le Ministère n'a pas cherché à obtenir d'autres commentaires sur certains de ces coûts dans le document de consultation du printemps 2016, mais ces coûts ont été intégrés à l'analyse et sont présentés dans l'AAC plus haut.

Commentaire n° 9 : Coûts de la surveillance du périmètre

Selon plusieurs intervenants, les coûts estimés de la surveillance du périmètre sont faibles. Par exemple, par rapport aux estimations du Ministère, une installation consacrerait plus de temps à la collecte d'échantillons, et l'analyse des échantillons en laboratoire lui coûterait plus cher.

Réponse n° 9

À l'été 2016, le Ministère a reçu un rapport du ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario (MEACCO) intitulé *Collaborative Project, Property Line Monitoring Implementation Plan* (daté du 30 septembre 2016) pour les raffineries de pétrole et les usines pétrochimiques qui seraient visées par les normes sectorielles de l'Ontario. Le rapport comprend des estimations des coûts de surveillance du périmètre. La province d'Ontario a rédigé le rapport en se fondant sur les discussions d'un groupe de travail composé d'experts et de représentants d'installations et d'associations industrielles, de laboratoires, du Ministère, du MEACCO, de peuples autochtones et de l'EPA des États-Unis. Le Ministère a intégré ces estimations de coûts à l'analyse.

10 Coopération en matière de réglementation

Comme il est décrit dans les sections 1.4 et 1.5, la gestion des rejets fugitifs de COV au Canada relève actuellement d'un ensemble disparate de codes de pratique non contraignants, de permis relatifs aux installations et de règlements municipaux et provinciaux. Le projet de règlement moderniserait le régime canadien et s'harmoniserait mieux avec la réglementation actuelle aux États-Unis. L'EPA des États-Unis a été consultée sur divers aspects du projet de règlement, dans le contexte du plan de travail Canada–États-Unis sur les émissions du secteur pétrolier et gazier dans le cadre de l'Accord Canada–États-Unis sur la qualité de l'air³¹.

³¹ Cet accord a été conclu en 1991 pour réduire la pollution atmosphérique transfrontalière, par exemple par les dioxydes de soufre et les oxydes d'azote, et a été modifié en 2000 pour viser également l'ozone troposphérique à titre de précurseur du smog.

The structure of the proposed Regulations is similar to the U.S. EPA regulatory regime, with modifications to reflect Canadian conditions (including existing requirements in various Canadian jurisdictions) and input from stakeholders. Some key areas are highlighted below. In addition to these harmonized requirements, the Department would also consider equivalency agreements and single-window reporting, as appropriate.

Inspection frequency

The U.S. EPA requires monthly or quarterly inspections for many equipment components, but Canadian jurisdictions generally require inspections three times per year (Ontario, Quebec) or annually (Vancouver, CCME Code, CFA code). Under the proposed Regulations, equipment components would be inspected three times per year. This would avoid requiring inspections during winter, while still ensuring that equipment components are inspected regularly throughout the rest of the year.

Significant leak threshold

In the United States, significant leak thresholds range from 500 ppmv to 10 000 ppmv. In Canada, leak thresholds from 1 000 ppmv (Vancouver, Ontario, Quebec) to 10 000 ppmv (CCME Code, CFA code) are used in various jurisdictions. Under the proposed Regulations, the significant leak threshold for most equipment components would be 10 000 ppmv until December 31, 2024, and 1 000 ppmv thereafter. This approach recognizes the importance of controlling small and large leaks of PRGs, while also providing facilities with lead time to prepare for the 1 000 ppmv significant leak threshold through equipment upgrades and improved operational procedures.

Leak inspection technology

The United States and Ontario allow the use of OGI cameras for most inspections, but require that each equipment component be inspected using a sniffer once per year. Other Canadian jurisdictions generally refer to the CCME Code, which recommends the use of a sniffer but does not rule out other technologies (OGI technology was not widely used when the CCME Code was published in 1993). Under the proposed Regulations, most inspections can be conducted using either a sniffer or an OGI camera. This approach recognizes the continuing development of OGI technology, which was highlighted in comments from industry and other stakeholders. The faster pace of inspections using OGI cameras allows for a larger number of equipment components to be included in the LDAR program.

La structure du projet de règlement est similaire à celle du régime de réglementation de l'EPA des États-Unis, mais elle présente des différences pour tenir compte du contexte canadien (notamment les exigences actuelles des diverses autorités concernées au Canada) et des commentaires des intervenants. Certains aspects importants du projet de règlement sont présentés dans les sections suivantes. En plus d'établir des exigences harmonisées, le Ministère considérerait des accords d'équivalence et l'établissement d'un guichet unique de déclaration, le cas échéant.

Fréquence d'inspection

L'EPA des États-Unis exige des inspections mensuelles ou trimestrielles pour de nombreuses pièces d'équipement, mais les autorités au Canada exigent généralement trois inspections par année (Ontario, Québec) ou une seule inspection annuelle (Vancouver, Code du CCME, code de l'ACC). Le projet de règlement prévoit trois inspections par année, ce qui éviterait d'imposer des inspections l'hiver tout en assurant des inspections régulières le reste de l'année.

Établissement du seuil de fuite importante

Aux États-Unis, les seuils de fuite importante varient de 500 à 10 000 ppmv. Au Canada, les diverses autorités concernées ont établi des seuils allant de 1 000 ppmv (Vancouver, Ontario, Québec) à 10 000 ppmv (Code du CCME, code de l'ACC). Le projet de règlement établirait le seuil de fuite importante pour la plupart des pièces d'équipement à 10 000 ppmv jusqu'au 31 décembre 2024 et l'abaisserait à 1 000 ppmv par la suite. Cette approche reconnaît l'importance de combattre les petites et les grosses fuites de GPR, tout en donnant aux installations le temps de se préparer à respecter le seuil de 1 000 ppmv en apportant des améliorations aux pièces d'équipement et aux procédures opérationnelles.

Technologie de détection des fuites

Les États-Unis et l'Ontario permettent l'utilisation d'instruments optiques de visualisation des gaz pour la plupart des inspections, mais ils exigent que chaque pièce d'équipement soit inspectée au moyen d'un instrument de surveillance portatif une fois par année. Les autres autorités canadiennes s'appuient généralement sur le Code du CCME, qui recommande l'utilisation d'un instrument de surveillance portatif, mais n'exclut pas d'autres technologies (les instruments optiques de visualisation des gaz n'étaient pas couramment utilisés au moment de la publication du Code du CCME en 1993). Selon le projet de règlement, la plupart des inspections pourront être effectuées au moyen d'un instrument de surveillance portatif ou d'un instrument optique de visualisation des gaz. Cette approche reconnaît le perfectionnement constant de la technologie des instruments optiques de visualisation des gaz, lequel a été souligné dans des commentaires de l'industrie et d'autres intervenants. La rapidité des

Fenceline monitoring

The United States, Ontario and New Brunswick require refineries to conduct year-round fenceline monitoring for benzene, using the methodology specified in U.S. EPA Methods 325A and 325B.³² Under the proposed Regulations, the same EPA methods would be used, but fenceline monitoring would be required only for the months of April to December. This approach would avoid the need to collect samples during winter and would also respond to stakeholder concerns about the accuracy of the monitoring technology at extremely low temperatures. In addition to benzene, the proposed Regulations would require all affected facilities to monitor for 1,3-butadiene and the total of retainable VOCs. These additional measurements would allow the Department to better evaluate the performance of the Regulations over time and to inform neighbouring communities about the concentrations of these toxic substances in the air.

11 Rationale

Volatile organic compounds are a precursor pollutant to the formation of ground-level O₃ and PM, the main constituents of smog. Exposure to ground-level O₃ and PM has harmful effects on human health, causing respiratory and cardiac symptoms, in some cases leading to premature mortality. Higher levels of ground-level O₃ can also reduce crop productivity. Releases of VOCs from leaking equipment components in petroleum and petrochemical facilities include PRGs. These gas mixtures may contain carcinogenic components (e.g. 1,3-butadiene, benzene and isoprene) that pose risks to Canadians in the vicinity of these facilities.

An LDAR program is acknowledged as constituting the best practice for controlling fugitive VOC releases from these facilities. Most facilities have implemented LDAR programs based on the voluntary CCME Code, with the focus on reducing VOC releases from equipment components leaking at high concentrations. However, significant areas of improvement have been identified. Furthermore, even low concentrations of the carcinogens in PRGs can have harmful effects on human health.

³² Ontario also requires petrochemical facilities to conduct year-round fenceline monitoring for benzene and 1,3-butadiene.

inspections effectuées au moyen d'instruments optiques de visualisation des gaz permet d'inclure un plus grand nombre de pièces d'équipement dans le programme de DERF.

Surveillance du périmètre

Les États-Unis, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick exigent des raffineries qu'elles effectuent toute l'année une surveillance du benzène le long de leur périmètre selon les méthodes 325A et 325B de l'EPA des États-Unis³². Selon le projet de règlement, les mêmes méthodes seraient utilisées, mais la surveillance ne serait exigée que pendant les mois d'avril à décembre. Cette approche n'exigerait donc pas de collecte d'échantillons l'hiver et répondrait ainsi aux préoccupations que des intervenants ont exprimées au sujet de l'exactitude de la technologie de surveillance à très basse température. Le projet de règlement obligerait toutes les installations visées à surveiller non seulement le benzène, mais aussi le 1,3-butadiène et le total des COV conservables. Ces mesures supplémentaires permettraient au Ministère de mieux évaluer l'efficacité du règlement final au fil du temps et d'informer les collectivités voisines des concentrations de ces substances toxiques dans l'air.

11 Justification

Les composés organiques volatils sont des polluants précurseurs de la formation d'ozone troposphérique et de particules, les principaux constituants du smog. L'exposition à l'ozone troposphérique et aux particules dans l'air a des effets néfastes sur la santé humaine, car elle peut causer des symptômes respiratoires et cardiaques qui entraînent parfois la mort prématurée. En concentration élevée, l'ozone troposphérique peut également réduire la productivité des cultures agricoles. Les rejets de COV par les pièces d'équipement qui fuient des installations pétrolières et pétrochimiques comprennent des GPR. Ces mélanges de gaz peuvent contenir des composés cancérigènes (par exemple du 1,3-butadiène, du benzène et de l'isoprène) qui présentent des risques pour les Canadiens près de ces installations.

Un programme de DERF est reconnu comme la meilleure pratique pour réduire les rejets fugitifs de COV de ces installations. La plupart des installations appliquent volontairement des programmes de DERF fondés sur le Code du CCME dans le but de réduire les rejets de fortes concentrations de COV de leur pièce d'équipement. Il a cependant été déterminé qu'il leur reste d'importants points à améliorer. En outre, les GPR comprennent des composés cancérigènes qui peuvent nuire à la santé humaine même en faibles concentrations.

³² L'Ontario exige également des installations pétrochimiques qu'elles effectuent toute l'année une surveillance du benzène et du 1,3-butadiène le long de leur périmètre.

The proposed Regulations were developed to address these issues. Facility operators would conduct more frequent inspections on a broader range of equipment components and would repair equipment components leaking at lower VOC concentrations. Additionally, certain equipment components would need to be designed and operated in a manner that minimizes VOC releases. These actions would further reduce releases of VOCs, including PRGs. Facility operators would also be required to collect samples at sampling locations along the facility perimeter and to analyze the samples to determine the concentrations of benzene and 1,3-butadiene, as well as the total concentrations of all retainable VOCs.

As a result of the proposed Regulations, VOC releases would be reduced by 102 kt and GHG emissions would be reduced by 43 kt of CO₂e for the years 2017 to 2035, which would result in improvements in human health and environmental quality, as well as benefits to businesses from recovered products. These benefits are valued at \$313M, while the total costs to industries and the Government would be \$253M and \$1M, respectively. The costs to businesses are not expected to affect their competitiveness in petroleum and petrochemical markets.

The proposed Regulations are designed to harmonize, where possible, with the regulatory requirements of other jurisdictions, including provinces and the United States. The proposed Regulations would also adopt a single-window reporting approach, where possible, to minimize the administrative burden on facilities.

11.1 Strategic environmental assessment

A strategic environmental assessment (SEA) of the CMP was completed.³³ The SEA concluded that activities under the CMP would support the goal of the Federal Sustainable Development Strategy (FSDS) to minimize the threat to air quality so that the air Canadians breathe is clean and supports healthy ecosystems. An SEA has also been conducted for the proposed Regulations that confirms that this regulatory initiative supports the FSDS goal to reduce threats to air quality.

Le Ministère a élaboré le projet de règlement pour s'attaquer à ces problèmes. Le projet de règlement obligerait les exploitants d'installations à faire des inspections plus fréquentes d'un éventail élargi de pièces d'équipement et à réparer les pièces d'équipement d'où s'échappent de faibles concentrations de COV. De plus, certaines pièces d'équipement devront être conçues et utilisées de façon à réduire au minimum les rejets de COV. Ces mesures permettraient de réduire davantage les rejets de COV, y compris les GPR. Le projet de règlement obligerait aussi les exploitants à recueillir des échantillons aux emplacements d'échantillonnage répartis le long du périmètre de leur installation et à les analyser pour déterminer les concentrations de benzène et de 1,3-butadiène ainsi que les concentrations totales des COV conservables.

Le projet de règlement devrait permettre de réduire les émissions de COV de 102 kt et les émissions de GES de 43 kt d'éq. CO₂ pour les années 2017 à 2035. Les réductions aboutiraient à des améliorations de la santé humaine et de la qualité de l'environnement, ainsi qu'à des avantages pour les entreprises qui vendront des produits récupérés. Ces avantages du projet de règlement sont estimés à 313 millions de dollars, et les coûts sont estimés à 253 millions de dollars pour l'industrie et à 1 million de dollars pour le gouvernement. Les coûts pour les entreprises ne devraient pas nuire à leur compétitivité sur les marchés du pétrole et de la pétrochimie.

Le projet de règlement est destiné à s'harmoniser, dans la mesure du possible, avec les exigences réglementaires d'autres autorités, notamment les provinces et les États-Unis. Le projet de règlement prévoit une approche de déclaration à guichet unique qui serait retenue, dans la mesure du possible, afin de réduire au minimum le fardeau administratif pour les installations.

11.1 Évaluation environnementale stratégique

Une évaluation environnementale stratégique (EES) du PGPC a été réalisée³³. L'EES a permis de conclure que les activités menées dans le cadre du PGPC aideraient à atteindre l'objectif de la Stratégie fédérale de développement durable (SFDD) de réduire au minimum les menaces pour la qualité de l'air afin que la population canadienne puisse respirer de l'air pur, objectif qui appuiera également des écosystèmes sains. Une EES du projet de règlement a été réalisée et confirme que ce dernier appuie l'atteinte de l'objectif de la SFDD.

³³ Information on the Strategic Environmental Assessment of the CMP is available at <http://www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca/plan/sea-ees-eng.php>.

³³ On peut trouver des renseignements sur l'évaluation environnementale stratégique du PGPC au <http://www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca/plan/sea-ees-fra.php>.

12 Implementation, enforcement and service standards

12.1 Compliance promotion

Compliance promotion activities are intended to encourage the regulated community, composed solely of large enterprises, to achieve compliance. Immediately after publication of the final *Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)*, and with the coming into force of new requirements in 2018 (fenceline monitoring), 2019 (LDAR and preventive equipment requirements) and 2021 (third-party audits), compliance promotion activities could include

- posting of information (e.g. frequently asked questions) on the Department website;
- emailing and mailing out notices to stakeholders to highlight the dates by which facilities must take certain actions (e.g. submitting a fenceline monitoring plan);
- arranging conference calls or webinars to review the regulatory requirements and reporting forms with stakeholders; and
- responding to information or clarification requests.

For subsequent years, compliance promotion activities would possibly be kept at a maintenance level and be limited to responding to and tracking inquiries. Additional compliance promotion may be required if, following an assessment of the promotional activities, compliance with the Regulations is found to be low.

12.2 Enforcement

The proposed Regulations would be made under CEPA, so enforcement officers would, when verifying compliance with the Regulations, once they are in force, apply the Compliance and Enforcement Policy for CEPA.³⁴ That Policy sets out the range of possible responses to alleged violations, including warnings, directions, environmental protection compliance orders, tickets, ministerial orders, injunctions, prosecution and environmental protection alternative measures (which are an alternative to a court prosecution after the laying of charges for a CEPA violation). In addition, the Policy explains when the Department would resort to civil suits by the Crown for cost recovery.

³⁴ Environment and Climate Change Canada's Compliance and Enforcement Policy for the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* is available at <http://www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=en&n=AF0C5063-1>.

12 Mise en œuvre, application et normes de service

12.1 Promotion de la conformité

Les activités de promotion de la conformité visent à encourager la communauté réglementée, composée de grandes entreprises uniquement, à atteindre la conformité. Immédiatement après la publication finale du *Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)*, qui imposera de nouvelles exigences à compter de 2018 (surveillance du périmètre), de 2019 (DERF et exigences préventives concernant les pièces d'équipement) et de 2021 (vérification par des tierces parties), les activités de promotion de la conformité comprendraient les éléments suivants :

- la publication de renseignements (par exemple des foires aux questions) sur le site Web du Ministère;
- l'envoi d'avis par courriels ou par lettres aux intervenants pour leur rappeler les dates limites auxquelles les installations doivent prendre certaines mesures (par exemple présenter un plan de surveillance du périmètre);
- l'organisation de téléconférences ou de webinaires pour examiner les exigences réglementaires et les formulaires de déclaration avec les intervenants;
- les réponses aux demandes de renseignements ou d'éclaircissements.

Par la suite, les activités de promotion de la conformité pourraient se limiter à répondre aux demandes de renseignements et à en assurer le suivi. D'autres activités de promotion pourraient être nécessaires si une évaluation des activités promotionnelles montrait une faible conformité au règlement final.

12.2 Application du règlement final

Comme le projet de règlement serait pris en vertu de la LCPE, les agents d'application de la loi suivraient la Politique d'observation et d'application de la LCPE pour vérifier la conformité au règlement final lorsqu'il sera en vigueur³⁴. Cette politique décrit les mesures qui peuvent être prises en cas d'infraction présumée : avertissement, ordre, ordre d'exécution en matière de protection de l'environnement, amende, ordre ministériel, injonction, poursuite criminelle et mesure de rechange en matière de protection de l'environnement (qui peut remplacer une poursuite criminelle après le dépôt d'une accusation d'infraction à la LCPE). En outre, la Politique explique dans quelles circonstances le Ministère aurait recours à une poursuite au civil par la Couronne pour le recouvrement des coûts.

³⁴ La Politique d'observation et d'application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* d'Environnement et Changement climatique Canada se trouve au <http://www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=Fr&n=AF0C5063-1>.

To verify compliance, enforcement officers may carry out an inspection. An inspection may identify an alleged violation, and alleged violations may also be identified by the Department's technical personnel, or through complaints received from the public. Whenever a possible violation of any regulations is identified, enforcement officers may carry out investigations.

If, following an inspection or an investigation, an enforcement officer discovers an alleged violation, the officer would choose the appropriate enforcement action based on the following factors:

- **Nature of the alleged violation:** This includes consideration of the damage, the intent of the alleged violator, whether it is a repeat violation and whether an attempt has been made to conceal information or otherwise subvert the objectives and requirements of CEPA;
- **Effectiveness in achieving the desired result with the alleged violator:** The desired result is compliance within the shortest possible time and with no further repetition of the violation. Factors to be considered include the violator's history of compliance with CEPA, willingness to cooperate with enforcement officers and evidence of corrective action already taken; and
- **Consistency:** Enforcement officers would consider how similar situations have been handled in determining the measures to be taken to enforce CEPA.

The proposed Regulations would also require related changes to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*. Those Regulations designate the various regulatory provisions in various CEPA regulations that refer to an increased fine regime following a successful prosecution of an offense involving harm or risk of harm to the environment, or obstruction of authority.

12.3 Service standards

The Department, in its administration of the proposed Regulations, will respond to submissions and inquiries from the regulated community in a timely manner taking into account the complexity and completeness of the request.

In addition, the Department intends to develop information sheets and/or a technical guidance document describing the required information and format to be followed when submitting a plan or report.

Pour vérifier la conformité, les agents d'application de la loi peuvent effectuer une inspection. L'inspection peut révéler une infraction présumée; une infraction présumée peut également être déterminée par le personnel technique du Ministère ou à la suite de plaintes reçues du public. Les agents d'application de la loi peuvent mener une enquête en cas d'infraction présumée aux règlements.

Si, à la suite d'une inspection ou d'une enquête, un agent d'application de la loi constate une infraction présumée, il se fondera sur les facteurs suivants pour décider de la mesure à prendre :

- **Nature de l'infraction présumée :** il faut tenir compte des dommages causés et de l'intention du contrevenant et déterminer s'il s'agit d'une récidive et si le contrevenant a tenté de dissimuler de l'information ou de contourner autrement les objectifs ou les exigences de la LCPE.
- **Efficacité du moyen employé pour obliger le contrevenant à obtempérer :** le but visé est de faire respecter le règlement le plus rapidement possible tout en empêchant les récidives. Il faut tenir compte notamment du dossier du contrevenant en matière de conformité à la LCPE, de sa volonté de collaborer avec les agents d'application de la loi et des mesures correctives qu'il a déjà prises.
- **Uniformité d'application :** les agents d'application de la loi doivent tenir compte de ce qui a été fait dans des cas semblables pour décider des mesures à prendre pour faire respecter la LCPE.

Le projet de règlement nécessiterait des modifications connexes au *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Le Règlement désigne les diverses dispositions réglementaires de divers règlements pris en vertu de la LCPE qui renvoient à un régime d'amendes accrues après une condamnation pour une infraction qui cause ou risque de causer des dommages à l'environnement, ou qui constitue une entrave à l'exercice d'un pouvoir.

12.3 Normes de service

Pour appliquer le projet de règlement, le Ministère répondra aux présentations et aux demandes de renseignements de la communauté réglementée. Il le fera rapidement selon la complexité et l'exhaustivité de la demande.

Le Ministère prévoit également rédiger des fiches de renseignements ou un guide technique qui préciseront les renseignements et le format requis pour la présentation des plans et des rapports.

13 Performance measurement and evaluation

The expected outcomes of the proposed Regulations are related to domestic priorities to reduce fugitive releases of VOCs, including PRGs, from petroleum refineries, upgraders and certain petrochemical facilities. The performance of the proposed Regulations in achieving these outcomes will be measured and evaluated.

Clear and quantified performance indicators will be defined for each outcome. These indicators include facility registration, compliance with the regulatory requirements, repair or replacement of leaking equipment components and reported emission data (including calculated emissions from leaking equipment components, as well as fenceline monitoring results for 1,3-butadiene, benzene and the total of retainable VOCs). Achievement of the performance indicators will be tracked through annual or on-demand reporting requirements, as well as through enforcement activities.

Regular review and evaluation of these performance indicators will allow the Department to determine the impacts of the proposed Regulations on the affected facilities and to evaluate the performance of the proposed Regulations in reaching the intended targets.

Contacts

Mr. Pierre Boucher
Manager
Downstream Oil and Gas Section
Oil, Gas and Alternative Energy Division
Environment and Climate Change Canada
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ec.covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector.ec@canada.ca

Mr. Matt Watkinson
Director
Regulatory Analysis and Valuation Division
Environment and Climate Change Canada
200 Sacré-Cœur Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ec.darv-ravd.ec@canada.ca

13 Mesures de rendement et évaluation

Les résultats escomptés du projet de règlement sont liés aux priorités nationales qui visent à réduire les rejets fugitifs de COV, y compris les GPR, provenant des raffineries de pétrole, des usines de valorisation et de certaines installations pétrochimiques. Le rendement du projet de règlement pour ce qui est d'obtenir ces résultats sera mesuré et évalué.

Des indicateurs de rendement clairs et chiffrés seront définis pour chaque résultat escompté. Ces indicateurs comprennent l'enregistrement des installations, leur conformité aux exigences réglementaires, la réparation ou le remplacement des pièces d'équipement qui fuient et les données d'émission déclarées (y compris les émissions calculées des pièces d'équipement qui fuient et les résultats de la surveillance du 1,3-butadiène, du benzène et du total des COV conservables le long du périmètre des installations). Le Ministère fera le suivi des indicateurs de rendement grâce aux exigences de déclaration annuelle ou sur demande, ainsi que par des activités d'application de la loi.

L'examen et l'évaluation périodiques des indicateurs de rendement permettront au Ministère de déterminer les effets du projet de règlement sur les installations visées et d'évaluer dans quelle mesure le projet de règlement permet d'atteindre les objectifs.

Personnes-ressources

M. Pierre Boucher
Gestionnaire
Section du pétrole et du gaz en aval
Division du pétrole, du gaz et des énergies de remplacement
Environnement et Changement climatique Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector.ec@canada.ca

M. Matt Watkinson
Directeur
Division de l'analyse réglementaire et de la valuation
Environnement et Changement climatique Canada
200, boulevard Sacré-Cœur
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.darv-ravd.ec@canada.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, pursuant to subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, that the Governor in Council proposes, pursuant to subsection 93(1) of that Act, to make the annexed *Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)*.

Any person may, within 60 days after the date of publication of this notice, file with the Minister of the Environment comments with respect to the proposed Regulations or a notice of objection requesting that a board of review be established under section 333 of that Act and stating the reasons for the objection. All comments and notices must cite the *Canada Gazette, Part I*, and the date of publication of this notice, and be sent to Helen Ryan, Director General, Energy and Transportation Directorate, Environmental Protection Branch, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3 (fax: 819-420-7410; email: ec.covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector.ec@canada.ca).

A person who provides information to the Minister of the Environment may submit with the information a request for confidentiality under section 313 of that Act.

Ottawa, April 13, 2017

Jurica Čapkun
Assistant Clerk of the Privy Council

TABLE OF PROVISIONS**Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)**

Interpretation

1 Definitions

Application

2 Facilities

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, que le gouverneur en conseil, en vertu du paragraphe 93(1) de cette loi, se propose de prendre le *Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter à la ministre de l'Environnement, dans les soixante jours suivant la date de publication du présent avis, leurs observations au sujet du projet de règlement ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution de la commission de révision prévue à l'article 333 de cette loi. Ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Helen Ryan, directrice générale, Direction de l'énergie et des transports, Direction générale de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (télé. : 819-420-7410; courriel : ec.covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector.ec@canada.ca).

Quiconque fournit des renseignements à la ministre peut en même temps présenter une demande de traitement confidentiel aux termes de l'article 313 de cette loi.

Ottawa, le 13 avril 2017

Le greffier adjoint du Conseil privé
Jurica Čapkun

TABLE ANALYTIQUE**Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)**

Définitions et interprétation

1 Définitions

Champ d'application

2 Installations

^a S.C. 2004, c. 15, s. 31

^b S.C. 1999, c. 33

^a L.C. 2004, ch. 15, art. 31

^b L.C. 1999, ch. 33

Leak Detection and Repair Requirements

- 3** Leak detection and repair program
- 4** Contents of inventory
- 5** Portable monitoring instruments
- 6** Inspection — equipment components
- 7** Required training
- 8** Repairs
- 9** Record-keeping requirements
- 10** Retention period

Requirements for Certain Equipment Components

- 11** Responsibilities of operator
- 12** Pipes
- 13** Sampling systems
- 14** Pressure relief devices
- 15** Compressors
- 16** Record-keeping requirements

Fenceline Monitoring Requirements

- 17** Establishment of fenceline monitoring program
- 18** Selection of sampling equipment and supplies
- 19** Placement of sampling tubes
- 20** Sampling and analysis
- 21** Collection of sampling tubes
- 22** Meteorological station
- 23** Quality control procedures
- 24** Total concentration of retainable VOCs
- 25** Record-keeping requirements

Reporting Requirements

- 26** Information to be provided on request
- 27** Information to be submitted by existing facility
- 28** Fenceline monitoring plan to be submitted by existing facility
- 29** Fenceline monitoring report to be submitted in 2019
- 30** Equipment components inspected under subsection 6(1) or (2)

Exigences relatives à la détection des fuites et à leur réparation

- 3** Programme de détection et de réparation des fuites
- 4** Contenu de l'inventaire
- 5** Instruments de surveillance portatifs
- 6** Inspection — pièces d'équipement
- 7** Formation exigée
- 8** Réparations
- 9** Tenue de registre
- 10** Durée de conservation

Exigences applicables à certaines pièces d'équipement

- 11** Responsabilité de l'exploitant
- 12** Conduites
- 13** Systèmes d'échantillonnage
- 14** Dispositifs de détente de pression
- 15** Compresseurs
- 16** Tenue de registre

Exigences relatives à la surveillance du périmètre

- 17** Établissement du programme de surveillance du périmètre
- 18** Choix du matériel et des fournitures d'échantillonnage
- 19** Emplacement des tubes d'échantillonnage
- 20** Échantillonnage et analyse
- 21** Collecte des tubes d'échantillonnage
- 22** Station météorologique
- 23** Procédures de contrôle de la qualité
- 24** Concentration totale des COV conservables
- 25** Tenue de registre

Exigences relatives aux rapports

- 26** Renseignements fournis sur demande
- 27** Renseignements à transmettre — installations existantes
- 28** Plan de surveillance du périmètre — installations existantes
- 29** Rapport de surveillance du périmètre à transmettre en 2019
- 30** Pièces d'équipement inspectées au titre des paragraphes 6(1) ou (2)

- 31** Equipment components in inventory
- 32** Reasons for no inspection
- 33** Significant leak not repaired within 15 days
- 34** Fenceline monitoring data
- 35** Auditor's report
- 36** Corrective action plan
- 37** Audit by individual or firm
- 38** Different auditor required
- 39** Format of reports and plans

Coming into Force

- 40** January 1, 2018

SCHEDULE 1

SCHEDULE 2

Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)

Interpretation

Definitions

1 (1) The following definitions apply in these Regulations.

authorized official means

(a) in respect of an operator who is an individual, that individual or another individual who is authorized to act on the operator's behalf;

(b) in respect of an operator that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf; and

(c) in respect of an operator that is an entity other than a corporation, an individual who is authorized to act on its behalf. (*agent autorisé*)

certified low-leaking valve means a valve for which the manufacturer has issued a written warranty, based on the results of testing conducted in accordance with generally-accepted engineering practices, that the valve will not leak above 100 ppmv for five years and that if it does leak above that level at any time during the first five years, the

- 31** Pièces d'équipement dans l'inventaire
- 32** Raisons pour absence d'inspection
- 33** Fuite importante — absence de réparation dans les quinze jours
- 34** Données de surveillance du périmètre
- 35** Rapport du vérificateur
- 36** Plan de mesures correctives
- 37** Vérification par une personne physique ou une entreprise
- 38** Exigence d'un vérificateur différent
- 39** Forme des rapports et des plans

Entrée en vigueur

- 40** 1^{er} janvier 2018

ANNEXE 1

ANNEXE 2

Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)

Définitions et interprétation

Définitions

1 (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

agent autorisé

a) Dans le cas où l'exploitant est une personne physique, celle-ci ou la personne physique autorisée à agir en son nom;

b) dans le cas où il est une personne morale, celui de ses dirigeants autorisé à agir en son nom;

c) dans le cas où il est une entité autre qu'une personne morale, la personne physique autorisée à agir en son nom. (*authorized official*)

composé organique volatil ou **COV** Composé participant à des réactions photochimiques atmosphériques qui n'est pas exclu à l'article 65 de l'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. (*volatile organic compound* or *VOC*)

conduite Toute conduite, qu'elle soit rigide ou souple. (*pipe*)

manufacturer will replace the valve. (*souape certifiée à faibles fuites*)

certified low-leaking valve packing means valve packing for which the manufacturer has issued a written warranty, based on the results of testing conducted in accordance with generally-accepted engineering practices, that the valve packing will not leak above 100 ppmv during the first five years and that if it does leak above that level during that time, the manufacturer will replace the valve packing. (*garniture certifiée à faibles fuites*)

control device means an enclosed combustion device, a vapour recovery system or any other device used to control the release of VOCs into the environment. (*dispositif de contrôle*)

EPA Method 21 means the method of the Environmental Protection Agency of the United States, entitled *Method 21 – Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, set out in Appendix A–7 to Title 40, chapter I, part 60, of the *Code of Federal Regulations* of the United States. (*méthode 21 de l'EPA*)

EPA Method 325A means the method of the Environmental Protection Agency of the United States, entitled *Method 325A – Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Deployment and VOC Sample Collection*, set out in Appendix A to Title 40, chapter I, part 63, of the *Code of Federal Regulations* of the United States. (*méthode 325A de l'EPA*)

EPA Method 325B means the method of the Environmental Protection Agency of the United States, entitled *Method 325B – Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Preparation and Analysis*, set out in Appendix A to Title 40, chapter I, part 63, of the *Code of Federal Regulations* of the United States. (*méthode 325B de l'EPA*)

equipment component means any piece of equipment that is part of a system that comes into contact with a fluid containing hydrocarbons. (*pièce d'équipement*)

facility means the buildings, other structures and stationary equipment that are located on a single site or on adjacent sites that function as a single integrated site. (*installation*)

leak detection instrument means a portable monitoring instrument or an optical gas-imaging instrument. (*instrument de détection des fuites*)

liquid petroleum product means any of the following:

- (a) naphtha;
- (b) gasoline;
- (c) aviation turbine fuel;

COV conservable COV qui peut être collecté et conservé par l'adsorbant dans un tube d'échantillonnage. (*retenable VOC*)

dispositif de contrôle Appareil de combustion fermé, système de récupération des vapeurs ou autre dispositif qui sont utilisés pour contrôler les rejets de COV dans l'environnement. (*control device*)

exploitant Toute personne qui exploite une installation ou en a la charge, la gestion ou le contrôle. (*operator*)

garniture certifiée à faibles fuites Garniture à l'égard de laquelle le fabricant, sur la base de résultats d'essais effectués conformément aux pratiques d'ingénierie généralement reconnues, a fourni une garantie écrite qu'elle n'aura pas de fuite supérieure à 100 ppmv pendant les cinq premières années et qu'il la remplacera si elle a une fuite supérieure à ce niveau au cours de cette période. (*certified low-leaking valve packing*)

installation Les bâtiments, les autres structures et les équipements fixes situés sur un seul site ou sur des sites adjacents qui fonctionnent de façon intégrée. (*facility*)

instrument de détection des fuites Tout instrument de surveillance portatif ou tout instrument optique de visualisation des gaz. (*leak detection instrument*)

méthode 21 de l'EPA La méthode de l'Environmental Protection Agency des États-Unis intitulée *Method 21 – Determination of Volatile Organic Compound Leaks*, qui figure à l'annexe A–7 de la partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis. (*EPA Method 21*)

méthode 325A de l'EPA La méthode de l'Environmental Protection Agency des États-Unis intitulée *Method 325A – Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Deployment and VOC Sample Collection*, qui figure à l'annexe A de la partie 63, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis. (*EPA Method 325A*)

méthode 325B de l'EPA La méthode de l'Environmental Protection Agency des États-Unis intitulée *Method 325B – Volatile Organic Compounds from Fugitive and Area Sources: Sampler Preparation and Analysis*, qui figure à l'annexe A de la partie 63, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis. (*EPA Method 325B*)

pièce d'équipement Toute pièce d'équipement qui fait partie d'un système exposé à un fluide contenant des hydrocarbures. (*equipment component*)

ppmv Parties par million en volume. (*ppmv*)

- (d) kerosene;
- (e) diesel fuel;
- (f) light fuel oil;
- (g) heavy fuel oil;
- (h) naval distillate, bunker fuel or any other marine fuel;
- (i) gas oil;
- (j) lubricant basestock or petroleum-based lubricant;
- (k) asphalt; or
- (l) synthetic crude oil. (*produit pétrolier liquide*)

operator, in respect of a facility, means the person who operates or has the charge, management or control of the facility. (*exploitant*)

pipe means any pipe, regardless of whether it is rigid or flexible. (*conduite*)

ppmv means parts per million by volume. (*ppmv*)

retainable VOC means a VOC that is capable of being collected and retained by the sorbent in a sampling tube. (*COV conservable*)

sampling tube means a passive diffusive tube that contains a sorbent used for collecting VOCs. (*tube d'échantillonnage*)

volatile organic compound or **VOC** means a compound that participates in atmospheric photochemical reactions and that is not excluded under item 65 of Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*composé organique volatil* ou *COV*)

Incorporation by reference

(2) Any standard or method that is incorporated by reference in these Regulations is incorporated as amended from time to time.

Application

Facilities

2 These Regulations apply in respect of facilities that produce liquid petroleum products by means of the processing, using distillation, of

- (a) crude oil or bitumen;
- (b) mixtures of crude oil or bitumen and other hydrocarbon compounds; or

produit pétrolier liquide

- a) Le naphta;
- b) l'essence;
- c) le carburéacteur;
- d) le kérosène;
- e) le carburant diesel;
- f) le mazout léger;
- g) le mazout lourd;
- h) le mazout léger marin, le combustible de soute ou tout autre carburant marin;
- i) le gazole;
- j) l'huile de base lubrifiante ou les lubrifiants à base de pétrole;
- k) l'asphalte;
- l) le pétrole brut synthétique. (*liquid petroleum product*)

soupape certifiée à faibles fuites Soupape à l'égard de laquelle le fabricant, sur la base de résultats d'essais effectués conformément aux pratiques d'ingénierie généralement reconnues, a fourni une garantie écrite qu'elle n'aura pas de fuite supérieure à 100 ppmv pendant les cinq premières années et qu'il la remplacera si elle a une fuite supérieure à ce niveau au cours de cette période. (*certified low-leaking valve*)

tube d'échantillonnage Tube à diffusion passive contenant un adsorbant utilisé pour la collecte de COV. (*sampling tube*)

Incorporation par renvoi

(2) Dans le présent règlement, tout renvoi à une norme ou à une méthode s'entend de cette norme ou de cette méthode compte tenu de ses modifications successives.

Champ d'application

Installations

2 Le présent règlement s'applique à toute installation où est menée l'activité de production de produits pétroliers liquides par traitement, au moyen de la distillation, d'une des charges d'alimentation suivantes :

- a) le pétrole brut ou le bitume;
- b) des mélanges de pétrole brut ou de bitume avec d'autres composés d'hydrocarbures;

(c) partially refined feedstock derived from crude oil or bitumen.

Leak Detection and Repair Requirements

Leak detection and repair program

3 The operator of a facility must establish and maintain a leak detection and repair program to control the release of volatile organic compounds from equipment components at the facility and, for that purpose, must

- (a) establish and keep up to date an inventory of equipment components in accordance with section 4;
- (b) operate, maintain and calibrate leak detection instruments that are used in the detection of leaks of volatile organic compounds in accordance with section 5;
- (c) conduct inspections in accordance with section 6 of equipment components that are listed in the inventory;
- (d) ensure that inspections conducted under subsections 6(1) and (2) are conducted by an individual who has received the training described in subsection 7(1);
- (e) repair any leaking equipment components in accordance with section 8; and
- (f) keep records in accordance with sections 9 and 10.

Contents of inventory

4 (1) Subject to subsection (2), the inventory of equipment components must contain all of the following information in respect of each component:

- (a) its type from the list set out in Schedule 1;
- (b) an indication of whether the VOC in the fluid with which the system that the component forms a part of comes into contact is a light liquid, a heavy liquid or a gas;
- (c) the GPS coordinates of its location;
- (d) its identification number;
- (e) the processing activity for which it is used; and
- (f) a designation of unsafe to inspect if an authorized official is of the opinion that the component cannot be

c) des charges d'alimentation partiellement raffinées à base de pétrole brut ou de bitume.

Exigences relatives à la détection des fuites et à leur réparation

Programme de détection et de réparation des fuites

3 L'exploitant d'une installation est tenu d'établir et de mettre en œuvre un programme de détection et de réparation des fuites pour contrôler le rejet de composés organiques volatils provenant des pièces d'équipement à cette installation. Pour l'application de ce programme, l'exploitant est tenu :

- a) d'établir et de mettre à jour un inventaire des pièces d'équipement en conformité avec l'article 4;
- b) d'utiliser, d'entretenir et d'étalonner les instruments de détection des fuites utilisés pour détecter des fuites de composés organiques volatils en conformité avec l'article 5;
- c) d'effectuer l'inspection des pièces d'équipement énumérées dans l'inventaire en conformité avec l'article 6;
- d) de veiller à ce que l'inspection visée aux paragraphes 6(1) et (2) soit effectuée par une personne physique ayant suivi la formation prévue au paragraphe 7(1);
- e) de réparer, en conformité avec l'article 8, toute pièce d'équipement ayant une fuite;
- f) de tenir des registres en conformité avec les articles 9 et 10.

Contenu de l'inventaire

4 (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'inventaire des pièces d'équipement comporte les renseignements ci-après, pour chaque pièce d'équipement :

- a) son type, parmi les types énumérés à l'annexe 1;
- b) une mention précisant si le COV dans le fluide auquel est exposé le système dont elle fait partie est un liquide léger, un liquide lourd ou un gaz;
- c) les coordonnées GPS de son emplacement;
- d) son numéro d'identification;
- e) la phase de traitement pour laquelle elle est utilisée;
- f) sa désignation comme étant dangereuse à inspecter, dans le cas où un agent autorisé est d'avis que la pièce

inspected using a leak detection instrument that meets the requirements of subsection 5(1) or (2), as applicable, without exposing any individual to immediate danger.

Excluded equipment components

(2) The following equipment components are not to be included in the inventory:

- (a)** equipment components that are not part of a system that comes into contact with a fluid that contains 10% or more VOCs by weight, as measured in accordance with the ASTM International standard E260-96 (Reapproved 2011), *Standard Practice for Packed Column Gas Chromatography*, or E169-16, *Standard Practices for General Techniques of Ultraviolet-Visible Quantitative Analysis*;
- (b)** equipment components that operate continuously at an internal pressure that is at least 5 kPa below ambient pressure;
- (c)** seal-less pumps, including canned-motor pumps and diaphragm pumps;
- (d)** bellows seal valves;
- (e)** diaphragm valves; and
- (f)** equipment components that are equipped with a system to capture releases of VOCs that prevents the release of any VOCs into the environment.

Establishing and updating

(3) The inventory is to be established and then updated annually, using any method that results in an accurate inventory, including

- (a)** an on-site survey of the facility; and
- (b)** an examination of the process diagrams and instrumentation diagrams of the facility, if those diagrams are accurate and complete.

Portable monitoring instruments

5 (1) A portable monitoring instrument must meet all of the following requirements:

- (a)** it must meet the specifications set out in sections 6.0 to 6.6 of EPA Method 21;
- (b)** it must be operated and maintained in accordance with
 - (i)** the manufacturer's specifications for that instrument, if any, and in accordance with sections 8.3

d'équipement ne peut être inspectée au moyen d'un instrument de détection des fuites satisfaisant aux exigences des paragraphes 5(1) ou (2), selon le cas, sans exposer un individu à un danger immédiat.

Pièces d'équipement exclues

(2) Les pièces d'équipement ci-après ne sont pas incluses dans l'inventaire :

- a)** les pièces d'équipement qui ne font pas partie d'un système exposé à un fluide contenant 10 % ou plus en poids de COV, valeur mesurée conformément à la norme E260-96 de l'ASTM International intitulée *Standard Practice for Packed Column Gas Chromatography* (approuvée de nouveau en 2011) ou à la norme E169-16 de l'ASTM International intitulée *Standard Practices for General Techniques of Ultraviolet-Visible Quantitative Analysis*;
- b)** les pièces d'équipement qui fonctionnent de façon continue avec une pression interne qui est d'au moins 5 kPa sous la pression ambiante;
- c)** les pompes sans joint, y compris les pompes à rotor noyé et à diaphragme;
- d)** les soupapes à joint d'étanchéité du type à soufflet;
- e)** les soupapes à diaphragme;
- f)** les pièces d'équipement qui sont munies d'un système de captage des rejets de COV qui empêche le rejet de COV dans l'environnement.

Établissement et mise à jour

(3) L'inventaire doit être établi et, annuellement, mis à jour au moyen de toute méthode qui permet d'obtenir un inventaire exact, notamment l'une ou l'autre des méthodes suivantes :

- a)** la prise d'un relevé sur le site de l'installation;
- b)** l'examen des schémas de procédés et d'instrumentation de l'installation si ceux-ci sont exacts et complets.

Instruments de surveillance portatifs

5 (1) Tout instrument de surveillance portatif doit satisfaire aux exigences suivantes :

- a)** être conforme aux exigences prévues aux articles 6.0 à 6.6 de la méthode 21 de l'EPA;
- b)** être utilisé et entretenu conformément :
 - (i)** aux spécifications du fabricant, si de telles spécifications existent pour l'instrument, et aux articles 8.3 à 8.3.2.2 de la méthode 21 de l'EPA, dans la

to 8.3.2.2 of EPA Method 21, to the extent of the consistency of that section with those specifications, and

(ii) sections 8.3. to 8.3.2.2 of EPA Method 21, if there are no manufacturer's specifications for that instrument;

(c) it must, on each day on which it is used, be calibrated in accordance with sections 7.0 to 8.2, 10.0 and 10.1 of EPA Method 21 before it is first used on that day; and

(d) it must undergo a calibration drift assessment at the end of each day on which it is used, in accordance with the requirements set out in section 485a(b)(2), Title 40, chapter I, part 60, subpart VVa, of the *Code of Federal Regulations* of the United States, as amended from time to time.

Optical instruments

(2) An optical gas-imaging instrument must meet the following requirements:

(a) it must meet the specifications set out in section 18(h)(7)(i)(1), Title 40, chapter I, part 60, subpart A, of the *Code of Federal Regulations* of the United States, as amended from time to time;

(b) it must be operated and maintained in accordance with the manufacturer's specifications for that instrument, if any; and

(c) it must, on each day on which it is used, be checked in accordance with sections 18(h)(7)(i)(2)(i) to (v), Title 40, chapter I, part 60, subpart A, of the *Code of Federal Regulations* of the United States, as amended from time to time, before it is first used on that day.

Inspection — equipment components

6 (1) Subject to subsections (2) and (3), all equipment components at a facility that are listed in its inventory must be inspected for leaks using a leak detection instrument that meets the requirements of subsection 5(1) or (2) three times per calendar year, but at least three months after any previous inspection.

Inspection in 2019

(2) Subject to subsection (3), all equipment components at a facility that are listed in its inventory must be inspected for leaks once during 2019 using a leak detection instrument that meets the requirements of subsection 5(1) or (2).

mesure où ces articles sont compatibles avec ces spécifications,

(ii) aux articles 8.3 à 8.3.2.2 de la méthode 21 de l'EPA, s'il n'existe pas de spécifications du fabricant;

c) être étalonné conformément aux articles 7.0 à 8.2, 10.0 et 10.1 de la méthode 21 de l'EPA, avant sa première utilisation, chaque jour où il est utilisé;

d) faire l'objet d'une évaluation de la dérive de l'étalonnage à la fin de chaque jour d'utilisation conformément aux exigences prévues à l'article 485a(b)(2) de la sous-partie VVa, partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, avec ses modifications successives.

Instruments optiques

(2) Tout instrument optique de visualisation des gaz doit satisfaire aux exigences suivantes :

a) être conforme aux exigences prévues à l'article 18(h)(7)(i)(1) de la sous-partie A, partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, avec ses modifications successives;

b) être utilisé et entretenu conformément aux spécifications du fabricant, si de telles spécifications existent pour l'instrument;

c) être contrôlé conformément aux articles 18(h)(7)(i)(2)(i) à (v) de la sous-partie A, partie 60, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis, avec ses modifications successives, avant sa première utilisation, chaque jour où il est utilisé.

Inspection — pièces d'équipement

6 (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), toutes les pièces d'équipement d'une installation qui sont énumérées dans l'inventaire font l'objet d'une inspection pour détecter les fuites au moyen d'un instrument de détection des fuites satisfaisant aux exigences des paragraphes 5(1) ou (2) trois fois par année civile, mais au moins trois mois après l'inspection précédente.

Inspection en 2019

(2) Sous réserve du paragraphe (3), toutes les pièces d'équipement d'une installation qui sont énumérées dans l'inventaire font l'objet d'une seule inspection pendant l'année 2019 pour détecter les fuites au moyen d'un instrument de détection des fuites satisfaisant aux exigences des paragraphes 5(1) ou (2).

Exception

(3) The following components are exempt from the inspection required by subsections (1) and (2):

(a) a pump that has a dual mechanical seal system with a barrier fluid system and that meets the following requirements:

(i) the dual mechanical seal system is

(A) operated with a barrier fluid system in which the fluid is at all times at a pressure that is greater than the stuffing box pressure,

(B) equipped with a barrier fluid degassing reservoir that is connected by a closed-vent system to a process gas system, a fuel gas system or a control device, or

(C) equipped with a system that purges the barrier fluid into a process gas system and prevents the release of any VOCs into the environment;

(ii) the barrier fluid contains less than 10% VOCs by weight, as measured in accordance with the ASTM International standard E260-96 (Reapproved 2011), *Standard Practice for Packed Column Gas Chromatography*, or E169-16, *Standard Practices for General Techniques of Ultraviolet-Visible Quantitative Analysis*; and

(iii) the barrier fluid system is equipped with a sensor that is intended to detect any failure of the system; and

(b) a component that is designated in the inventory as unsafe to inspect under paragraph 4(1)(f).

Pumps — visual inspection

(4) Pumps that are listed in the inventory must also be inspected visually for leaks at least once a week.

Sensor check

(5) A sensor referred to in subparagraph (3)(a)(iii) must be checked daily to determine whether there has been a failure of the barrier fluid system unless the sensor is equipped with an audible alarm for the purpose of indicating such a failure.

Required training

7 (1) The inspections referred to in subsections 6(1) and (2) must be carried out by an individual who, not more than one year before the first time that they conduct an inspection, has received training in operating,

Exception

(3) Les pièces d'équipement ci-après sont exemptées de l'inspection exigée aux termes des paragraphes (1) et (2) :

a) toute pompe équipée d'un système de double joint mécanique doté d'un système à fluide de barrage qui satisfait aux exigences suivantes :

(i) le système de double joint mécanique :

(A) soit est utilisé avec un système à fluide de barrage dans lequel le fluide a, en tout temps, une pression plus élevée que celle de la boîte à garniture,

(B) soit est équipé d'un réservoir de dégazage de fluide de barrage raccordé par un système d'évent fermé à un système de gaz de procédé, à un système de gaz combustible ou à un dispositif de contrôle,

(C) soit est équipé d'un système qui purge le fluide de barrage vers un système de gaz de procédé et empêche le rejet de COV dans l'environnement,

(ii) le fluide de barrage contient moins de 10 % en poids de COV, valeur mesurée conformément à la norme E260-96 de l'ASTM International intitulée *Standard Practice for Packed Column Gas Chromatography* (approuvée de nouveau en 2011) ou à la norme E169-16 de l'ASTM International intitulée *Standard Practices for General Techniques of Ultraviolet-Visible Quantitative Analysis*,

(iii) le système à fluide de barrage est équipé d'un capteur destiné à déceler ses défaillances;

b) toute pièce d'équipement désignée dans l'inventaire comme étant dangereuse à inspecter aux termes de l'alinéa 4(1)f).

Pompes — inspection visuelle

(4) Les pompes qui sont énumérées dans l'inventaire doivent également faire l'objet d'une inspection visuelle au moins une fois par semaine pour détecter les fuites.

Contrôle du capteur

(5) Tout capteur visé au sous-alinéa (3)a(iii) doit être contrôlé quotidiennement pour identifier les défaillances du système à fluide de barrage, sauf s'il est équipé d'une alarme sonore destinée à signaler ces défaillances.

Formation exigée

7 (1) L'inspection visée aux paragraphes 6(1) et (2) est effectuée par une personne physique ayant, au plus douze mois avant de mener une inspection pour la première fois, suivi une formation sur les exigences relatives

maintaining and calibrating leak detection instruments, in accordance with section 5, and conducting leak inspections using those instruments.

Record of training

(2) The operator must keep a record of the training that was completed by the individual carrying out the inspections, including

- (a)** the name, title and business address of the individual and the name of their employer;
- (b)** the dates on which the training was completed;
- (c)** the name of the entity that provided the training; and
- (d)** a description of the training.

Retention period

(3) The operator must retain the record referred to in subsection (2), as well as any supporting documents, for at least five years. The record and documents must be kept at the facility.

Repairs

8 (1) An equipment component that has a significant leak must be repaired not later than 15 days after the day on which the leak is detected, unless it has been flagged for repair under subsection (4).

Presumed significant leak

(2) A leak in an equipment component that is detected by using a leak detection instrument or by using sensory methods, including auditory, visual or olfactory methods, or that is detected as a result of an indication from a sensor that the component's barrier fluid system has failed, is considered to be a significant leak unless

- (a)** the leak is in a compressor and, as measured using a portable monitoring instrument that meets the requirements of subsection 5(1), is less than 1,000 ppmv; or
- (b)** the leak is in an equipment component other than a compressor and, as measured using a portable monitoring instrument that meets the requirements of subsection 5(1), is less than
 - (i)** 10,000 ppmv, if the date on which the leak is detected is on or before December 31, 2024, and
 - (ii)** 1,000 ppmv, if the date on which the leak is detected is after December 31, 2024.

à l'utilisation, l'entretien et l'étalonnage des instruments de détection des fuites prévues à l'article 5 et sur la façon d'effectuer des inspections pour détecter les fuites au moyen de ces instruments.

Tenue de registre sur la formation

(2) L'exploitant consigne les renseignements ci-après dans un registre sur la formation suivie par la personne physique qui effectue l'inspection :

- a)** les nom et titre de cette personne physique, ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur;
- b)** les dates auxquelles cette personne physique a terminé la formation;
- c)** le nom de l'entité qui a donné la formation;
- d)** la description de la formation.

Durée de conservation

(3) L'exploitant conserve ces renseignements, ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins cinq ans. Les renseignements et les documents sont conservés à l'installation.

Réparations

8 (1) La pièce d'équipement qui a une fuite importante doit être réparée au plus tard quinze jours après la date de la détection de celle-ci, sauf si la fuite a fait l'objet d'un signalement aux termes du paragraphe (4).

Fuite importante présumée

(2) Est considérée comme étant une fuite importante toute fuite qui est détectée au moyen d'un instrument de détection des fuites ou de méthodes sensorielles, notamment des méthodes auditives, visuelles ou olfactives ou à la suite d'une défaillance du système à fluide de barrage d'une pièce d'équipement décelée par un capteur, sauf si :

- a)** soit la fuite provient d'un compresseur et elle est inférieure à 1 000 ppmv, valeur mesurée au moyen d'un instrument de surveillance portatif satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(1);
- b)** soit la fuite provient d'une autre pièce d'équipement et elle est inférieure à la valeur ci-après, mesurée au moyen d'un instrument de surveillance portatif satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(1) :
 - (i)** 10 000 ppmv, dans le cas où la fuite est détectée au plus tard le 31 décembre 2024,
 - (ii)** 1 000 ppmv, dans le cas où la fuite est détectée après le 31 décembre 2024.

Inspection before repair

(3) If a leak in an equipment component is detected by a means other than a portable monitoring instrument, the equipment component must, before it is repaired, be inspected, using a portable monitoring instrument that meets the requirements of subsection 5(1).

Flagging for repair

(4) An equipment component that is identified as having a significant leak and that cannot be repaired within 15 days after the day on which the leak is detected must be flagged for repair as follows, either by attaching a tag to the component or by noting the need for the repair in an electronic tracking system:

(a) if the repair does not require a full or partial shutdown of the facility, the tag or note must indicate that the equipment component is to be repaired within 60 days after the day on which the leak is detected; and

(b) if the repair requires a full or partial shutdown of the facility, the tag or note must indicate that the equipment component is to be repaired before the end of the next shutdown, whether full or partial.

Repairs – time requirements

(5) An equipment component that is identified as having a significant leak and flagged for repair under subsection (4) must be repaired

(a) within 60 days after the day on which the leak is detected, if it is flagged in accordance with paragraph (4)(a); and

(b) before the end of the next shutdown, whether full or partial, if it is flagged in accordance with paragraph (4)(b).

Equipment component with three significant leaks

(6) Subject to subsection (7), an equipment component that is identified as having three significant leaks in any period of 24 consecutive months must be replaced with a new component within the time required by subsection (1).

Valve other than a control valve

(7) Subject to subsection (8), if the equipment component referred to in subsection (6) is a valve, other than a control valve, it must be replaced with a certified low-leaking valve or re-packed with certified low-leaking valve packing within the time required by subsection (1).

Exception

(8) Subsection (7) does not apply in respect of a valve for which no certified low-leaking valve and no certified low-leaking valve packing is commercially available.

Inspection avant réparation

(3) Si une fuite provenant d'une pièce d'équipement est détectée par un moyen autre qu'un instrument de surveillance portatif, la pièce d'équipement doit être inspectée au moyen d'un tel instrument satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(1), avant toute réparation.

Signalement

(4) Si une pièce d'équipement ayant une fuite importante ne peut être réparée dans les quinze jours suivant la date de la détection de la fuite, celle-ci doit être signalée soit par l'apposition d'une étiquette portant que la pièce d'équipement doit être réparée dans les délais ci-après ou par l'inscription d'une mention à cet effet dans un système de suivi électronique :

a) si la réparation ne nécessite pas la fermeture complète ou partielle de l'installation, au plus tard soixante jours après la date de la détection de la fuite;

b) si, pour être effectuée, elle nécessite la fermeture complète ou partielle de l'installation, avant la fin de la prochaine fermeture, que celle-ci soit complète ou partielle.

Réparation – délai

(5) La pièce d'équipement ayant une fuite importante et signalée pour réparation aux termes du paragraphe (4) doit être réparée :

a) au plus tard soixante jours après la date de la détection de la fuite, si le signalement a été fait aux termes de l'alinéa (4)a);

b) avant la fin de la prochaine fermeture, que celle-ci soit complète ou partielle, si le signalement a été fait aux termes de l'alinéa (4)b).

Pièce d'équipement ayant trois fuites importantes

(6) Sous réserve du paragraphe (7), la pièce d'équipement ayant trois fuites importantes au cours d'une période de vingt-quatre mois consécutifs doit être remplacée par une nouvelle pièce d'équipement dans le délai prévu au paragraphe (1).

Soupape autre que soupapes de régulation

(7) Sous réserve du paragraphe (8), si la pièce d'équipement visée au paragraphe (6) est une soupape autre qu'une soupape de régulation, elle doit être, dans les délais prévus au paragraphe (1), soit remplacée par une soupape certifiée à faibles fuites, soit réemballée avec une garniture certifiée à faibles fuites.

Exception

(8) Le paragraphe (7) ne s'applique pas à l'égard d'une soupape pour laquelle aucune soupape certifiée à faibles fuites ni aucune garniture certifiée à faibles fuites n'est disponible sur le marché.

Completed repairs and replacements

(9) The repair or replacement of the equipment component is considered to be completed when, following the repair or replacement, as applicable, an inspection of the component using a portable monitoring instrument that meets the requirements of subsection 5(1) indicates that there is no longer any significant leak in the component.

Record-keeping requirements

9 (1) The operator must, for each calendar year, keep a record of the following information:

- (a)** in respect of each portable monitoring instrument,
 - (i)** the manufacturer's specifications for that instrument, if any,
 - (ii)** the days on which it was calibrated in accordance with paragraph 5(1)(c), as well as the name, title and business address of the individual who carried out the calibration and the name of their employer,
 - (iii)** for each calibration gas used to carry out the calibration, the identification number of the cylinder in which the gas is stored, the certified concentration of the gas and the date on which the concentration of the gas was certified, and
 - (iv)** the results of the calibration drift assessment referred to in paragraph 5(1)(d);
- (b)** in respect of each optical gas-imaging instrument,
 - (i)** the manufacturer's specifications for that instrument, if any,
 - (ii)** the days on which the instrument was checked in accordance with paragraph 5(2)(c), as well as the name, title and business address of the individual who checked the instrument and the name of their employer, and
 - (iii)** a description of the analysis used to determine the mass flow rate of the gas during the instrument check;
- (c)** in respect of each inspection of equipment components referred to in section 6,
 - (i)** the day on which the inspection was carried out, as well as the name, title and business address of the individual who carried out the inspection and the name of their employer,
 - (ii)** the identification number of each equipment component that was inspected,
 - (iii)** the method used to inspect each equipment component,

Réparation ou remplacement effectués

(9) La pièce d'équipement est considérée comme étant réparée ou remplacée si une inspection au moyen d'un instrument de surveillance portatif satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(1), faite après que la réparation ou le remplacement, selon le cas, a été effectué, indique qu'il n'y a plus de fuite importante.

Tenue de registre

9 (1) Pour chaque année civile, l'exploitant consigne dans un registre les renseignements suivants :

- a)** pour chaque instrument de surveillance portatif :
 - (i)** les spécifications du fabricant, si de telles spécifications existent pour l'instrument,
 - (ii)** les dates auxquelles son étalonnage a été effectué conformément à l'alinéa 5(1)c), les nom et titre de la personne physique ayant effectué l'étalonnage ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur,
 - (iii)** pour chaque gaz d'étalonnage utilisé pour effectuer l'étalonnage, le numéro d'identification du cylindre dans lequel il est emmagasiné, sa concentration certifiée et la date de la certification,
 - (iv)** les résultats de chaque évaluation de la dérive de l'étalonnage effectuée conformément à l'alinéa 5(1)d);
- b)** pour chaque instrument optique de visualisation des gaz :
 - (i)** les spécifications du fabricant, si de telles spécifications existent pour l'instrument,
 - (ii)** les dates auxquelles l'instrument a été contrôlé conformément à l'alinéa 5(2)c), les nom et titre de la personne physique ayant effectué le contrôle ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur,
 - (iii)** la description de l'analyse effectuée pour déterminer le débit massique du gaz utilisé lors du contrôle;
- c)** pour chaque inspection effectuée conformément à l'article 6 :
 - (i)** la date à laquelle elle a été effectuée, les nom et titre de la personne physique l'ayant effectuée ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur,
 - (ii)** le numéro d'identification de chaque pièce d'équipement inspectée,

- (iv)** if the inspection of an equipment component was carried out using a portable monitoring instrument, the resulting reading for that equipment component, and
- (v)** if the inspection of an equipment component was carried out visually, the results of the inspection;
- (d)** in respect of each pump that is exempt from inspection under paragraph 6(3)(a),
- (i)** an indication that the dual mechanical seal system on the pump meets the criteria referred to in clause 6(3)(a)(i)(A), (B) or (C), as applicable,
- (ii)** the composition of the barrier fluid referred to in subparagraph 6(3)(a)(ii), and
- (iii)** an indication that the pump is equipped with the sensor referred to in subparagraph 6(3)(a)(iii);
- (e)** in respect of each daily sensor check referred to in subsection 6(5),
- (i)** the day on which the sensor check was carried out,
- (ii)** the identification number of the pump that is equipped with the sensor that was checked, and
- (iii)** the results of the sensor check;
- (f)** in respect of each equipment component that was identified as having a leak by a means other than a portable monitoring instrument,
- (i)** the reading resulting from the inspection referred to in subsection 8(3),
- (ii)** the day on which the inspection was carried out, and
- (iii)** the name, title and business address of the individual who carried out the inspection and the name of their employer;
- (g)** in respect of each equipment component that was identified as having a significant leak whose repair was possible within 15 days after the the day on which the leak was detected,
- (i)** the day on which the repair was completed,
- (ii)** the reading resulting from the inspection referred to in subsection 8(9) establishing that the component was repaired, and
- (iii)** the name, title and business address of the individual who carried out the inspection and the name of their employer;
- (iii)** la méthode d'inspection pour chacune des pièces,
- (iv)** si l'inspection d'une pièce d'équipement a été effectuée au moyen d'un instrument de surveillance portatif, la lecture de l'instrument pour la pièce,
- (v)** si l'inspection d'une pièce d'équipement a été effectuée visuellement, les résultats de l'inspection de la pièce;
- d)** pour chaque pompe exemptée de l'inspection aux termes de l'alinéa 6(3)a) :
- (i)** une mention que le système de double joint mécanique de la pompe remplit les conditions visées aux divisions 6(3)a)(i)(A), (B) ou (C), selon le cas,
- (ii)** la composition du fluide de barrage visé au sous-alinéa 6(3)a)(ii),
- (iii)** une mention que la pompe est équipée d'un capteur visé au sous-alinéa 6(3)a)(iii);
- e)** pour chaque contrôle quotidien d'un capteur effectué conformément au paragraphe 6(5) :
- (i)** la date à laquelle il a été effectué,
- (ii)** le numéro d'identification de la pompe équipée du capteur,
- (iii)** les résultats du contrôle;
- f)** pour chaque pièce d'équipement ayant une fuite détectée par un moyen autre qu'un instrument de surveillance portatif :
- (i)** la lecture de l'instrument résultant de l'inspection effectuée aux termes du paragraphe 8(3),
- (ii)** la date à laquelle l'inspection a été effectuée,
- (iii)** les nom et titre de la personne physique ayant effectué l'inspection, ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur;
- g)** pour chaque pièce d'équipement ayant une fuite importante dont la réparation était possible dans les quinze jours suivant la date de la détection de la fuite :
- (i)** la date à laquelle la réparation a été effectuée,
- (ii)** la lecture résultant de l'inspection visée au paragraphe 8(9) établissant que la pièce d'équipement a été réparée,
- (iii)** les nom et titre de la personne physique ayant effectué l'inspection, ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur;

(h) in respect of each equipment component that was flagged for repair under subsection 8(4), the day on which the repair was flagged, as well as

(i) in the case of a repair referred to in paragraph 8(4)(a),

(A) the reasons why the equipment component could not be repaired within 15 days after the day on which the leak was detected in the component,

(B) the day on which the repair was completed,

(C) the reading resulting from the inspection referred to in subsection 8(9) establishing that the component was repaired, and

(D) the name, title and business address of the individual who carried out the inspection and the name of their employer, and

(ii) in the case of a repair referred to in paragraph 8(4)(b),

(A) the reasons why a shutdown was required in order to carry out the repair,

(B) the days on which the shutdown began and ended,

(C) the day on which the repair was completed,

(D) the reading resulting from the inspection referred to in subsection 8(9) establishing that the component was repaired, and

(E) the name, title and business address of the individual who carried out the inspection and the name of their employer;

(i) in respect of each equipment component that was replaced as required by subsection 8(6),

(i) the day on which the replacement was completed,

(ii) the reading resulting from the inspection referred to in subsection 8(9), and

(iii) the name, title and business address of the individual who carried out the inspection and the name of their employer;

(j) in respect of a valve that was replaced with a certified low-leaking valve or re-packed with certified low-leaking valve packing as required by subsection 8(7),

(i) the manufacturer's written warranty for that certified valve or packing,

h) pour chaque pièce d'équipement qui a fait l'objet d'un signalement aux termes du paragraphe 8(4), la date à laquelle elle a été signalée pour réparation ainsi que :

(i) si la réparation est visée à l'alinéa 8(4)a) :

(A) les raisons pour lesquelles la pièce d'équipement ne peut pas être réparée dans les quinze jours suivant la date de la détection de la fuite,

(B) la date à laquelle la réparation a été effectuée,

(C) la lecture résultant de l'inspection visée au paragraphe 8(9) établissant que la pièce d'équipement a été réparée,

(D) les nom et titre de la personne physique ayant effectué l'inspection, ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur,

(ii) si la réparation est visée à l'alinéa 8(4)b) :

(A) les raisons pour lesquelles une fermeture était nécessaire pour effectuer la réparation,

(B) la date du début de la fermeture et celle de sa fin,

(C) la date à laquelle la réparation a été effectuée,

(D) la lecture résultant de l'inspection visée au paragraphe 8(9) établissant que la pièce d'équipement a été réparée,

(E) les nom et titre de la personne physique ayant effectué l'inspection, ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur;

i) pour chaque pièce d'équipement qui a été remplacée au titre du paragraphe 8(6) :

(i) la date à laquelle le remplacement a été effectué,

(ii) la lecture résultant de l'inspection visée au paragraphe 8(9),

(iii) les nom et titre de la personne physique ayant effectué l'inspection ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur;

j) pour chaque soupape remplacée par une soupape certifiée à faibles fuites ou réemballée avec une garniture certifiée à faibles fuites au titre du paragraphe 8(7) :

(i) la garantie écrite du fabricant pour la soupape ou garniture certifiées,

(ii) la date à laquelle le remplacement ou le réemballage a été effectué,

(ii) the day on which the replacement or re-packing was completed,

(iii) the reading resulting from the inspection referred to in subsection 8(9), and

(iv) the name, title and business address of the individual who carried out the inspection and the name of their employer;

(k) in respect of a valve referred to in subsection 8(8), a description of the operator's analysis used to determine that no certified low-leaking valve and no certified low-leaking valve packing was commercially available; and

(l) in respect of each component designated in the inventory as unsafe to inspect under paragraph 4(1)(f),

(i) the name, title, and business address of the authorized official who provided the opinion referred to in paragraph 4(1)(f),

(ii) the date that the authorized official provided that opinion, and

(iii) the reasons for the authorized official's opinion.

Requirement to keep video recordings

(2) The operator must, in addition to the records described in subsection (1), keep the following records for each calendar year:

(a) a video recording of the instrument check of each optical gas-imaging instrument referred to in subparagraph (1)(b)(ii) that contains an embedded indication of the date and time of the recording in respect of the instrument as well as of the GPS coordinates of the place of the recording; and

(b) a video recording — with an embedded indication of the date and time of the recording as well as of the GPS coordinates of the place of the recording — of the inspection of each equipment component referred to in paragraph (1)(c) that was inspected using an optical gas-imaging instrument.

Retention period

10 The operator of a facility must retain the inventory of equipment components and the records referred to in section 9, as well as any supporting documents, for at least five years after the inventory is established or updated or the records are created. The inventory, records and documents must be kept at the facility.

(iii) la lecture résultant de l'inspection visée au paragraphe 8(9),

(iv) les nom et titre de la personne physique ayant effectué l'inspection ainsi que son adresse professionnelle et le nom de son employeur;

k) pour chaque soupape visée au paragraphe 8(8), la description de l'analyse effectuée par l'exploitant pour déterminer qu'aucune soupape certifiée à faibles fuites ni aucune garniture certifiée à faibles fuites n'est disponible sur le marché;

l) pour chaque pièce d'équipement désignée dans l'inventaire comme étant dangereuse à inspecter aux termes de l'alinéa 4(1)f) :

(i) les nom et titre de l'agent autorisé qui a donné l'avis visé à cet alinéa, ainsi que son adresse professionnelle,

(ii) la date à laquelle l'agent autorisé a donné cet avis,

(iii) les raisons pour lesquelles l'agent autorisé est de cet avis.

Conservation des enregistrements vidéo

(2) En plus des renseignements consignés au titre du paragraphe (1), l'exploitant conserve, pour chaque année civile :

a) l'enregistrement vidéo du contrôle de chaque instrument optique de visualisation des gaz visé au sous-alinéa (1)(b)(ii), avec indication intégrée de l'heure et de la date où l'enregistrement a été pris, ainsi que des coordonnées GPS de l'endroit où l'enregistrement a été pris;

b) l'enregistrement vidéo de l'inspection de chaque pièce d'équipement visée à l'alinéa (1)(c) qui a été effectuée au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz, avec indication intégrée de l'heure et de la date où l'enregistrement a été pris, ainsi que des coordonnées GPS de l'endroit où l'enregistrement a été pris.

Durée de conservation

10 L'exploitant d'une installation conserve l'inventaire des pièces d'équipement et les renseignements consignés dans un registre en application de l'article 9, ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins cinq ans après l'établissement ou la mise à jour de l'inventaire ou la consignation des renseignements. L'inventaire, les renseignements et les documents sont conservés à l'installation.

Requirements for Certain Equipment Components

Responsibilities of operator

11 The operator of a facility must ensure that the equipment components at the facility meet the requirements set out in sections 12 to 15.

Pipes

12 The ends of a pipe must be plugged at all times in a manner that minimizes to the extent possible the release of VOCs into the environment except during operations that require the ends of the pipe to be open.

Sampling systems

13 Every sampling system that is connected to a pipe must be designed and used in a manner that minimizes to the extent possible the release of VOCs into the environment.

Pressure relief devices

14 (1) Every pressure relief device must be designed and used in a manner that minimizes to the extent possible the release of VOCs into the environment.

Exception

(2) If a pressure release occurs, the pressure relief device must, not more than six days after the day on which it occurs, be returned to a condition that minimizes to the extent possible the release of VOCs into the environment.

Compressors

15 (1) Every compressor must be equipped with a mechanical seal system that has a barrier fluid system.

Seal system

(2) The mechanical seal system of the compressor must be

(a) operated with a barrier fluid system in which the barrier fluid is at all times at a pressure that is greater than the stuffing box pressure;

(b) equipped with a barrier fluid system degassing reservoir that is connected by a closed-vent system to a process gas system, a fuel gas system or a control device; or

(c) equipped with a system that purges the barrier fluid into a process gas system and prevents the release of any VOCs into the environment.

Exigences applicables à certaines pièces d'équipement

Responsabilité de l'exploitant

11 L'exploitant d'une installation veille à ce que les pièces d'équipement à l'installation soient conformes aux exigences prévues aux articles 12 à 15.

Conduites

12 Les extrémités des conduites doivent, en tout temps, être obturées pour réduire au minimum, dans la mesure du possible, le rejet de COV dans l'environnement, sauf au cours des opérations qui nécessitent qu'elles soient ouvertes.

Systèmes d'échantillonnage

13 Les systèmes d'échantillonnage raccordés à une conduite doivent être conçus et utilisés pour réduire au minimum, dans la mesure du possible, le rejet de COV dans l'environnement.

Dispositifs de détente de pression

14 (1) Les dispositifs de détente de pression doivent être conçus et utilisés pour réduire au minimum, dans la mesure du possible, le rejet de COV dans l'environnement.

Exception

(2) Si une détente de pression se produit, le dispositif de détente de pression doit, au plus tard six jours après la date de la détente de pression, être remis dans un état qui réduit au minimum, dans la mesure du possible, le rejet de COV dans l'environnement.

Compresseurs

15 (1) Les compresseurs doivent être munis d'un système de joint mécanique doté d'un système à fluide de barrage.

Système de joint

(2) Le système de joint mécanique du compresseur doit être :

a) soit utilisé avec un système à fluide de barrage dans lequel le fluide de barrage a, en tout temps, une pression plus élevée que celle de la boîte à garniture;

b) soit équipé d'un réservoir de dégazage du système à fluide de barrage raccordé par un système d'évent fermé à un système de gaz de procédé, à un système de gaz combustible ou à un dispositif de contrôle;

c) soit équipé d'un système qui purge le fluide de barrage vers un système de gaz de procédé et empêche le rejet de COV dans l'environnement.

Barrier fluid

(3) The barrier fluid in the barrier fluid system must contain less than 10% VOCs by weight, as measured in accordance with the ASTM International standard E260-96 (Reapproved 2011), *Standard Practice for Packed Column Gas Chromatography*, or E169-16, *Standard Practices for General Techniques of Ultraviolet-Visible Quantitative Analysis*.

Sensor required

(4) The barrier fluid system must be equipped with a sensor that is intended to detect any failure of the system.

Sensor check

(5) The sensor must be checked daily to determine whether there has been a failure of the barrier fluid system unless the sensor is equipped with an audible alarm for the purpose of indicating such a failure.

Exception

(6) The requirements of this section do not apply in respect of a compressor that is equipped with a closed-vent system that is designed to capture any leakage from the compressor drive shaft and transport it to a process gas system, a fuel gas system or a control device.

Record-keeping requirements

16 (1) The operator must, for each calendar year, keep a record of the following information:

(a) in respect of an open-ended pipe, a description of the design considerations taken into account, and the control technologies and operating practices used, to ensure that the ends of the pipe are plugged in accordance with section 12;

(b) in respect of a sampling system that is connected to a pipe, a description of the design considerations taken into account, and the control technologies and operating practices used, to ensure that the sampling system is designed and used in accordance with section 13;

(c) in respect of a pressure relief device, a description of the design considerations taken into account, and the control technologies and operating practices used, to ensure that the pressure relief device is designed and used in accordance with section 14;

(d) in respect of a compressor, other than one referred to in subsection 15(6),

(i) an indication that the mechanical seal system on the compressor meets the criteria referred to in paragraph 15(2)(a), (b) or (c), as applicable,

Fluide de barrage

(3) Le fluide de barrage du système à fluide de barrage doit contenir moins de 10 % en poids de COV, valeur mesurée conformément à la norme E260-96 de l'ASTM International intitulée *Standard Practice for Packed Column Gas Chromatography* (approuvée de nouveau en 2011) ou à la norme E169-16 de l'ASTM International intitulée *Standard Practices for General Techniques of Ultraviolet-Visible Quantitative Analysis*.

Exigence d'un capteur

(4) Le système à fluide de barrage doit être équipé d'un capteur servant à déceler ses défaillances.

Contrôle du capteur

(5) Le capteur doit être contrôlé quotidiennement pour identifier les défaillances du système à fluide de barrage, sauf s'il est équipé d'une alarme sonore destinée à signaler ces défaillances.

Exception

(6) Le présent article ne vise pas les compresseurs dotés d'un système d'évent fermé conçu pour récupérer les fuites provenant de l'arbre d'entraînement du compresseur et les transporter à un système de gaz de procédé, à un système de gaz combustible ou à un dispositif de contrôle.

Tenue de registre

16 (1) Pour chaque année civile, l'exploitant consigne dans un registre les renseignements suivants :

a) pour chaque conduite ouverte, la description des éléments de conception pris en considération et celle des technologies de contrôle et pratiques d'exploitation utilisées pour que les extrémités de la conduite soient obturées conformément à l'article 12;

b) pour chaque système d'échantillonnage raccordé à une conduite, la description des éléments de conception pris en considération et celle des technologies de contrôle et pratiques d'exploitation utilisées pour que la conception et l'utilisation du système d'échantillonnage soient conformes à l'article 13;

c) pour chaque dispositif de détente de pression, la description des éléments de conception pris en considération et celle des technologies de contrôle et pratiques d'exploitation utilisées pour que la conception et l'utilisation du dispositif de détente de pression soient conformes à l'article 14;

d) pour chaque compresseur autre qu'un compresseur visé au paragraphe 15(6) :

(i) une mention que le système de joint mécanique du compresseur remplit les conditions visées aux alinéas 15(2)a), b) ou c), selon le cas,

- (ii) the composition of the barrier fluid referred to in subsection 15(3), and
 - (iii) an indication that the compressor is equipped with the sensor referred to in subsection 15(4);
- (e) in respect of each daily sensor check referred to in subsection 15(5),
- (i) the day on which the sensor check was carried out,
 - (ii) the identification number of the compressor that is equipped with a barrier fluid system that has the sensor that was checked, and
 - (iii) the results of the sensor check; and
- (f) in respect of a compressor referred to in subsection 15(6), a description of the closed-vent system referred to in that subsection.

Retention period

(2) The operator must retain the record referred to in subsection (1), as well as any supporting documents, for at least five years. The record and documents must be kept at the facility.

Fenceline Monitoring Requirements

Establishment of fenceline monitoring program

17 (1) The operator of a facility must, not later than July 1, 2018, establish and maintain for the facility a fenceline monitoring program, consisting of the collection and analysis of samples, in order to measure the concentrations of benzene and 1,3-butadiene, as well as the total concentration of all retainable VOCs taken together, at the fenceline in accordance with sections 18 to 25.

Selection of fenceline

(2) The operator may select either the property boundary of the facility or an internal monitoring perimeter as the fenceline for the purpose of the fenceline monitoring program. If an internal monitoring perimeter is to serve as the fenceline, it must be established in accordance with the requirements of sections 8.2 to 8.2.3.2 of EPA Method 325A.

Selection of sampling equipment and supplies

18 (1) The sampling equipment and supplies are to be selected in accordance with sections 6.1 to 6.4 of EPA Method 325A.

- (ii) la composition du fluide de barrage visé au paragraphe 15(3),
 - (iii) une mention que le compresseur est équipé d'un capteur visé au paragraphe 15(4);
- e) pour chaque contrôle quotidien d'un capteur effectué conformément au paragraphe 15(5) :
- (i) la date à laquelle il a été effectué,
 - (ii) le numéro d'identification du compresseur doté du système à fluide de barrage qui est équipé du capteur,
 - (iii) les résultats du contrôle;
- f) pour chaque compresseur visé au paragraphe 15(6), la description du système d'évent fermé visé à ce paragraphe.

Durée de conservation

(2) L'exploitant conserve les renseignements visés au paragraphe (1), ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins cinq ans. Les renseignements et les documents sont conservés à l'installation.

Exigences relatives à la surveillance du périmètre

Établissement du programme de surveillance du périmètre

17 (1) Au plus tard le 1^{er} juillet 2018, l'exploitant d'une installation établit et met en œuvre un programme de surveillance du périmètre pour cette installation qui comprend la collecte et l'analyse d'échantillons et qui est conforme aux exigences des articles 18 à 25 pour mesurer les concentrations de benzène et de 1,3-butadiène ainsi que la concentration totale de l'ensemble des COV conservables, dans le périmètre.

Choix du périmètre

(2) Pour l'application du programme de surveillance du périmètre, l'exploitant peut choisir comme périmètre soit les limites de la propriété de l'installation, soit un périmètre interne de surveillance. Dans le cas où l'exploitant choisit d'utiliser un périmètre interne de surveillance, celui-ci est établi conformément aux exigences des articles 8.2 à 8.2.3.2 de la méthode 325A de l'EPA.

Choix du matériel et des fournitures d'échantillonnage

18 (1) Le matériel et les fournitures d'échantillonnage doivent être choisis conformément aux articles 6.1 à 6.4 de la méthode 325A de l'EPA.

Sampling tubes

(2) Sampling tubes must meet the specifications set out in section 3.8 of EPA Method 325A.

Sorbent

(3) The sorbent used in the sampling tubes is to be selected in accordance with sections 7.1 to 7.1.6 of EPA Method 325B.

Placement of sampling tubes

19 (1) The number of sampling tubes and their placement at the fenceline are to be established in accordance with sections 8.1 to 8.2.3.2 of EPA Method 325A.

Deployment procedures

(2) The procedures described in sections 8.5 to 8.5.10 of EPA Method 325A are to be followed in deploying the sampling tubes and field blanks at the facility.

Sampling and analysis

20 (1) The collection and analysis of samples, including field blanks and duplicate samples, under the fenceline monitoring program must meet all of the following requirements:

(a) subject to subsection (2), samples must be collected every 14th day during the period beginning on April 1 and ending on December 22 of each year and must be analyzed within the time required by section 8.5.4 of EPA Method 325B;

(b) the gas chromatography and mass spectrometry equipment must meet the requirements set out in sections 6.8 to 6.10 of EPA Method 325B;

(c) the laboratory reagents and standard compounds used must meet the requirements of sections 7.2 to 7.6 of EPA Method 325B;

(d) the method detection limit of the gas chromatograph for benzene and 1,3-butadiene, as well as other retainable VOCs, is to be determined in accordance with section 9.6 of EPA Method 325B;

(e) the analytical bias, the analytical precision and the field replicate precision are to be determined in accordance with sections 9.7, 9.8 and 9.9, respectively, of EPA Method 325B;

(f) the sample desorption efficiency and the compound recovery and audit are to be in accordance with sections 9.10 to 9.11 of EPA Method 325B; and

(g) if the concentration of a sample is below the method detection limit referred to in paragraph (d), that method detection limit is to be used as the sampling result.

Tubes d'échantillonnage

(2) Les tubes d'échantillonnage doivent satisfaire aux exigences prévues à l'article 3.8 de la méthode 325A de l'EPA.

Adsorbant

(3) L'adsorbant utilisé dans les tubes d'échantillonnage doit être choisi conformément aux articles 7.1 à 7.1.6 de la méthode 325B de l'EPA.

Emplacement des tubes d'échantillonnage

19 (1) Le nombre de tubes d'échantillonnage et leur emplacement sur le périmètre doivent être déterminés conformément aux articles 8.1 à 8.2.3.2 de la méthode 325A de l'EPA.

Disposition des tubes d'échantillonnage

(2) La disposition des tubes d'échantillonnage et des blancs de terrain à l'installation doit être effectuée conformément aux articles 8.5 à 8.5.10 de la méthode 325A de l'EPA.

Échantillonnage et analyse

20 (1) L'échantillonnage et l'analyse des échantillons — y compris les blancs de terrain et les doubles échantillons — dans le cadre du programme de surveillance du périmètre doivent satisfaire aux exigences suivantes :

a) sous réserve du paragraphe (2), un échantillon doit être prélevé tous les quatorze jours pendant la période commençant le 1^{er} avril et se terminant le 22 décembre de chaque année et doit être analysé dans les délais prévus à l'article 8.5.4 de la méthode 325B de l'EPA;

b) l'équipement utilisé pour la chromatographie en phase gazeuse et pour la spectrométrie de masse doit être conforme aux exigences prévues aux articles 6.8 à 6.10 de la méthode 325B de l'EPA;

c) les composés standards et les réactifs de laboratoire doivent être conformes aux exigences prévues aux articles 7.2 à 7.6 de la méthode 325B de l'EPA;

d) la limite de détection de la méthode du chromatographe en phase gazeuse pour le benzène, pour le 1,3-butadiène et pour les autres COV conservables doit être établie conformément à l'article 9.6 de la méthode 325B de l'EPA;

e) le biais et la précision analytiques des échantillons, ainsi que la précision des doubles échantillons doivent être déterminés conformément aux articles 9.7, 9.8 et 9.9, respectivement, de la méthode 325B de l'EPA;

f) l'efficacité de désorption des échantillons ainsi que la récupération et la vérification des composés doivent être conformes aux articles 9.10 à 9.11 de la méthode 325B de l'EPA;

g) si la concentration mesurée dans l'échantillon est inférieure à la limite de détection de la méthode prévue à l'alinéa d), cette limite doit être considérée comme étant la valeur de la concentration de l'échantillon.

Exception — semi-annual sampling for 1,3-butadiene

(2) If the concentration of 1,3-butadiene in 19 consecutive samples collected at a location at the fenceline in accordance with subsection (1) remains below the method detection limit referred to in paragraph (1)(d), samples collected at that location must thereafter be analyzed for 1,3-butadiene only once in every six-month period.

Return to customary sampling frequency

(3) Despite subsection (2), if any sample collected at a location at the frequency referred to in subsection (2) is above the detection limit for 1,3-butadiene, samples at that location must thereafter be analyzed for 1,3-butadiene within the time referred to in paragraph (1)(a).

Collection of sampling tubes

21 (1) The sampling tubes and field blanks deployed at the fenceline must be collected in accordance with the procedures set out in sections 8.6 to 8.6.5 of EPA Method 325A.

Storage of sampling tubes

(2) Sampling tubes and field blanks must be stored in accordance with the procedures set out in sections 6.4 to 6.4.2 of EPA Method 325B.

Meteorological station

22 (1) A facility must be equipped with a meteorological station that is maintained and operated in accordance with sections 8.3 to 8.3.3 of EPA Method 325A.

Meteorological data

(2) The meteorological data referred to in section 8.3.4 of EPA Method 325A must be collected at the meteorological station in accordance with that section.

Calibration of instruments

(3) The calibration procedures set out in sections 2.5 to 2.5.2.6, 3.4 to 3.4.2, and 7.5 of the standard entitled *Quality Assurance Handbook for Air Pollution Measurement Systems, Volume IV: Meteorological Measurements, Version 2.0 (Final) (EPA-454/B-08-002)* issued by the Environmental Protection Agency of the United States must be followed for the meteorological instruments at the meteorological station.

Exception — échantillonnage semestriel du 1,3-butadiène

(2) Dans le cas où dix-neuf échantillons consécutifs prélevés conformément au paragraphe (1) à un emplacement sur le périmètre mesurent une concentration de 1,3-butadiène inférieure à la limite de détection de la méthode prévue à l'alinéa (1)d), les échantillons ultérieurs prélevés à cet emplacement doivent être analysés pour cette substance une fois tous les six mois.

Retour à la fréquence d'échantillonnage normale

(3) Malgré le paragraphe (2), si un échantillon analysé pour le 1,3-butadiène à la fréquence prévue à ce paragraphe est d'une concentration supérieure à la limite de détection de cette substance, les échantillons prélevés ultérieurement au même emplacement doivent être analysés pour cette substance dans les délais visés à l'alinéa (1)a).

Collecte des tubes d'échantillonnage

21 (1) La collecte des tubes d'échantillonnage et des blancs de terrain utilisés sur le périmètre doit être effectuée conformément aux articles 8.6 à 8.6.5 de la méthode 325A de l'EPA.

Entreposage des tubes d'échantillonnage

(2) L'entreposage des tubes d'échantillonnage et des blancs de terrain doit être effectué conformément aux articles 6.4 à 6.4.2 de la méthode 325B de l'EPA.

Station météorologique

22 (1) L'installation doit être équipée d'une station météorologique qui est entretenue et qui fonctionne conformément aux articles 8.3 à 8.3.3 de la méthode 325A de l'EPA.

Données météorologiques

(2) Les données météorologiques visées à l'article 8.3.4 de la méthode 325A de l'EPA doivent être recueillies à la station météorologique conformément à cet article.

Étalonnage des instruments

(3) Les instruments météorologiques de la station météorologique doivent être étalonnés conformément aux articles 2.5 à 2.5.2.6, 3.4 à 3.4.2 et 7.5 de la norme de l'Environmental Protection Agency des États-Unis intitulée *Quality Assurance Handbook for Air Pollution Measurement Systems, Volume IV: Meteorological Measurements, Version 2.0 (Final) (EPA-454/B-08-002)*.

Quality control procedures

23 (1) All quality control procedures for sampling and analysis must be in accordance with those set out in sections 9.0 to 9.5 and 9.12 to 9.17 of EPA Method 325B.

Calibration and standardization protocols

(2) The calibration and standardization protocols for the gas chromatography and mass spectrometry equipment must be in accordance with those set out in sections 10.0 to 10.9.5.2 of EPA Method 325B.

Field blanks

(3) At least two field blanks are to be collected and processed in each sampling period in accordance with the procedures set out in sections 9.3 to 9.3.2 of EPA Method 325A.

Total concentration of retainable VOCs

24 (1) The total concentration of retainable VOCs is to be calculated by adding together the concentrations of all retainable VOCs.

Data analysis

(2) The annual average concentrations of benzene and 1,3-butadiene, as well as the annual average concentration of all retainable VOCs taken together, from each sampling location at the fenceline are to be calculated using the methodology set out in sections 12.0 and 12.1 of EPA Method 325A.

Record-keeping requirements

25 (1) The operator must, for each calendar year, keep a record of the following information:

- (a)** any changes made to the fenceline, the sampling locations at the fenceline or the number of those sampling locations during that year;
- (b)** a description of the analysis used to determine the changes referred to in paragraph (a);
- (c)** for each sampling period in that year,
 - (i)** the measured concentrations of benzene and 1,3-butadiene, as well as the total concentration of all retainable VOCs taken together, at each sampling location, together with the measured concentrations of those substances from each field blank and duplicate sample, and
 - (ii)** the meteorological data collected in accordance with subsection 22(2); and
- (d)** the annual average concentrations of benzene and 1,3-butadiene, as well as the annual average total

Procédures de contrôle de la qualité

23 (1) Les procédures de contrôle de la qualité relativement à l'échantillonnage et à l'analyse doivent être conformes aux articles 9.0 à 9.5 et 9.12 à 9.17 de la méthode 325B de l'EPA.

Protocoles d'étalonnage et de normalisation

(2) Les protocoles d'étalonnage et de normalisation applicables à l'équipement utilisé pour la chromatographie en phase gazeuse et pour la spectrométrie de masse doivent être conformes aux articles 10.0 à 10.9.5.2 de la méthode 325B de l'EPA.

Blancs de terrain

(3) Au cours de chaque période d'échantillonnage, au moins deux blancs de terrain doivent être prélevés et traités conformément aux articles 9.3 à 9.3.2 de la méthode 325A de l'EPA.

Concentration totale des COV conservables

24 (1) La concentration totale des COV conservables doit être calculée en additionnant les concentrations de l'ensemble des COV conservables.

Analyse des données

(2) Les concentrations moyennes annuelles de benzène et de 1,3-butadiène ainsi que la concentration moyenne annuelle de l'ensemble des COV conservables, à chaque emplacement d'échantillonnage sur le périmètre, doivent être calculées en utilisant la méthodologie prévue aux articles 12.0 et 12.1 de la méthode 325A de l'EPA.

Tenue de registre

25 (1) Pour chaque année civile, l'exploitant consigne dans un registre les renseignements suivants :

- a)** tout changement apporté au périmètre, aux emplacements d'échantillonnage sur le périmètre ou au nombre de ces emplacements au cours de l'année en cause;
- b)** la description de l'analyse effectuée pour déterminer les changements visés à l'alinéa a);
- c)** pour chaque période d'échantillonnage au cours de l'année en cause :
 - (i)** les concentrations de benzène et de 1,3-butadiène et la concentration totale de l'ensemble des COV conservables mesurées à chaque emplacement d'échantillonnage, ainsi que les concentrations de ces substances mesurées par chaque blanc de terrain et chaque double échantillon,
 - (ii)** les données météorologiques recueillies conformément au paragraphe 22(2);

concentration of all retainable VOCs taken together, at each sampling location, calculated in accordance with section 24.

Retention period

(2) The operator must retain the record referred to in subsection (1), as well as any supporting documents, for at least five years. The record and documents must be kept at the facility.

Reporting Requirements

Information to be provided on request

26 The operator must, without delay, submit to the Minister, on the Minister's request, a copy of any record required to be kept by the operator under these Regulations.

Information to be submitted by existing facility

27 (1) The operator of a facility that was operating before January 1, 2018 must, not later than January 31, 2018, submit the following information to the Minister:

- (a)** the name of the operator of the facility;
- (b)** the civic address and the name, if any, of the facility;
- (c)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and email address of a contact person;
- (d)** the facility's National Pollutant Release Inventory identification number; and
- (e)** an indication of whether the primary activity in which the facility is engaged is petroleum refining, upgrading of heavy crude oil or bitumen or petrochemical production.

Information to be submitted by new facility

(2) The operator of a facility that begins operating on or after January 1, 2018 must, not later than 30 days after the day on which the facility begins operating, submit to the Minister, in respect of that facility, the information referred to in paragraphs (1)(a) to (e).

Fenceline monitoring plan to be submitted by existing facility

28 (1) The operator of a facility that was operating before January 1, 2018 must, not later than April 30, 2018, submit

d) les concentrations moyennes annuelles de benzène et de 1,3-butadiène ainsi que la concentration moyenne annuelle totale de l'ensemble des COV conservables, à chaque emplacement d'échantillonnage, calculées conformément à l'article 24.

Durée de conservation

(2) L'exploitant conserve les renseignements visés au paragraphe (1), ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins cinq ans. Les renseignements et les documents sont conservés à l'installation.

Exigences relatives aux rapports

Renseignements fournis sur demande

26 Sur demande du ministre, l'exploitant lui transmet sans délai la copie de tout renseignement qu'il est tenu de consigner en application du présent règlement.

Renseignements à transmettre — installations existantes

27 (1) L'exploitant d'une installation qui était en activité avant le 1^{er} janvier 2018 transmet au ministre, au plus tard le 31 janvier 2018, les renseignements suivants :

- a)** le nom de l'exploitant de l'installation;
- b)** l'adresse municipale et, le cas échéant, le nom de l'installation;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et adresse électronique d'une personne-ressource;
- d)** le numéro d'identification de l'inventaire national des rejets de polluants de l'installation;
- e)** une mention précisant si l'activité principale menée à l'installation est le raffinage du pétrole, la valorisation du bitume ou du pétrole brut lourd ou la production pétrochimique.

Renseignements à transmettre — nouvelles installations

(2) L'exploitant d'une installation qui commence ses activités le 1^{er} janvier 2018 ou après cette date transmet au ministre les renseignements visés aux alinéas (1)a) à e) à l'égard de cette installation au plus tard trente jours après le début de ses activités.

Plan de surveillance du périmètre — installations existantes

28 (1) L'exploitant d'une installation qui était en activité avant le 1^{er} janvier 2018 transmet au ministre, au plus tard

to the Minister a fenceline monitoring plan for the facility that contains

- (a) a description of the fenceline selected under subsection 17(2) and of the analysis used to select the fenceline; and
- (b) each sampling location, as well as the total number of sampling locations, established as required by subsection 19(1), and a description of the analysis used to determine those locations and their total number.

Fenceline monitoring plan to be submitted by new facility

(2) The operator of a facility that begins operating on or after January 1, 2018 must, not later than four months after the facility begins operating, submit to the Minister, in respect of that facility, a fenceline monitoring plan for the facility that contains the information referred to in paragraphs (1)(a) and (b).

Fenceline monitoring report to be submitted in 2019

29 (1) The operator of a facility must, not later than April 30, 2019, submit a fenceline monitoring report to the Minister that contains, for the period beginning on July 1, 2018 and ending on December 31, 2018, the information described in section 34 in respect of the facility.

Annual report to be submitted in 2020

(2) The operator of a facility must, not later than June 30, 2020, submit a report to the Minister that contains, in respect of that facility,

- (a) for the period beginning on July 1, 2019 and ending on December 31, 2019, the information described in sections 30 to 33; and
- (b) for the period beginning on January 1, 2019 and ending on December 31, 2019, the information described in section 34.

Annual report beginning in 2021

(3) The operator of a facility must, beginning in 2021, submit a report to the Minister on or before June 30 in each year, that contains the information described in sections 30 to 34 in respect of the facility for the preceding calendar year.

Information to be provided for each inspection

(4) For equipment components at the facility that are required by subsection 6(1) to be inspected three times per calendar year, the information required by subsection (3) must be provided in the annual report for each of those three inspections.

le 30 avril 2018, un plan de surveillance du périmètre pour cette installation. Le plan comporte les renseignements suivants :

- a) la description du périmètre et celle de l'analyse effectuée pour choisir le périmètre au titre du paragraphe 17(2);
- b) l'indication de chaque emplacement d'échantillonnage et du nombre total de ces emplacements, déterminés conformément au paragraphe 19(1), ainsi que la description de l'analyse effectuée pour déterminer ces emplacements et leur nombre total.

Plan de surveillance du périmètre – nouvelles installations

(2) L'exploitant d'une installation qui commence ses activités le 1^{er} janvier 2018 ou après cette date transmet au ministre, au plus tard quatre mois après le début de ses activités, un plan de surveillance du périmètre pour cette installation qui comporte les renseignements prévus aux alinéas (1)a) et b) à l'égard de cette installation.

Rapport de surveillance du périmètre à transmettre en 2019

29 (1) L'exploitant d'une installation transmet au ministre, au plus tard le 30 avril 2019, un rapport de surveillance du périmètre comportant les renseignements prévus à l'article 34 à l'égard de cette installation et relatifs à la période commençant le 1^{er} juillet 2018 et se terminant le 31 décembre 2018.

Rapport annuel à transmettre en 2020

(2) L'exploitant d'une installation transmet au ministre, au plus tard le 30 juin 2020, un rapport comportant les renseignements ci-après à l'égard de l'installation :

- a) pour la période commençant le 1^{er} juillet 2019 et se terminant le 31 décembre 2019, les renseignements prévus aux articles 30 à 33;
- b) pour la période commençant le 1^{er} janvier 2019 et se terminant le 31 décembre 2019, les renseignements prévus à l'article 34.

Rapport annuel – à compter de 2021

(3) À compter de l'année 2021, l'exploitant d'une installation transmet au ministre, au plus tard le 30 juin de chaque année, un rapport comportant les renseignements prévus aux articles 30 à 34 à l'égard de l'installation et relatifs à l'année civile précédente.

Renseignements fournis pour chaque inspection

(4) Lorsque les pièces d'équipement de l'installation doivent, au titre du paragraphe 6(1), faire l'objet d'une inspection trois fois par année civile, les renseignements visés au paragraphe (3) sont fournis dans le rapport annuel pour chacune de ces inspections.

Equipment components inspected under subsection 6(1) or (2)

30 (1) The annual report must contain, with respect to the equipment components that are required to be inspected under subsection 6(1) or (2) and that are set out by type in Schedule 1, the number of each of those types of equipment components

(a) that were inspected using a portable monitoring instrument that meets the requirements of subsection 5(1);

(b) in which a leak was detected using a portable monitoring instrument that meets the requirements of subsection 5(1) and, as measured by that instrument, was

(i) greater than or equal to 500 ppmv and less than 1,000 ppmv,

(ii) greater than or equal to 1,000 ppmv and less than 10,000 ppmv, or

(iii) greater than or equal to 10,000 ppmv;

(c) that were inspected using an optical gas-imaging instrument that meets the requirements of subsection 5(2);

(d) in which a leak was detected using an optical gas-imaging instrument that meets the requirements of subsection 5(2) and, as measured by a portable monitoring instrument that meets the requirements of subsection 5(1), was

(i) greater than or equal to 500 ppmv and less than 1,000 ppmv,

(ii) greater than or equal to 1,000 ppmv and less than 10,000 ppmv, or

(iii) greater than or equal to 10,000 ppmv;

(e) that were not inspected using a leak detection instrument that meets the requirements of subsection 5(1) or (2);

(f) that were repaired

(i) within 15 days after the day on which a significant leak was detected in the equipment components,

(ii) more than 15 days but not more than 60 days after the day on which a significant leak was detected in the equipment components, or

(iii) more than 60 days after the day on which a significant leak was detected in the equipment components; and

Pièces d'équipement inspectées au titre des paragraphes 6(1) ou (2)

30 (1) À l'égard des pièces d'équipement qui doivent faire l'objet de l'inspection prévue aux paragraphes 6(1) ou (2) et dont le type est visé à l'annexe 1, le rapport annuel comporte les renseignements ci-après pour chaque type de pièces d'équipement :

a) le nombre de pièces d'équipement qui ont été inspectées au moyen d'un instrument de surveillance portatif satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(1);

b) le nombre de pièces d'équipement qui ont une fuite détectée au moyen d'un instrument de surveillance portatif satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(1) et pour lesquelles la valeur mesurée par cet instrument était comprise dans chacune des plages suivantes :

(i) supérieure ou égale à 500 ppmv et inférieure à 1 000 ppmv,

(ii) supérieure ou égale à 1 000 ppmv et inférieure à 10 000 ppmv,

(iii) supérieure ou égale à 10 000 ppmv;

c) le nombre de pièces d'équipement qui ont été inspectées au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(2);

d) le nombre de pièces d'équipement qui ont une fuite détectée au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(2) et pour lesquelles la valeur mesurée par un instrument de surveillance portatif satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(1) était comprise dans chacune des plages suivantes :

(i) supérieure ou égale à 500 ppmv et inférieure à 1 000 ppmv,

(ii) supérieure ou égale à 1 000 ppmv et inférieure à 10 000 ppmv,

(iii) supérieure ou égale à 10 000 ppmv;

e) le nombre de pièces d'équipement qui n'ont pas été inspectées au moyen d'un instrument de détection des fuites satisfaisant aux exigences des paragraphes 5(1) ou (2);

f) le nombre de pièces d'équipement qui ont été réparées dans chacun des délais suivants :

(i) dans les quinze jours après la date de la détection d'une fuite importante provenant des pièces d'équipement,

(g) in which a significant leak was identified but not repaired as of the date of the report.

(ii) plus de quinze jours mais au plus tard soixante jours après la date de la détection d'une fuite importante provenant des pièces d'équipement,

(iii) plus de soixante jours après la date de la détection d'une fuite importante provenant des pièces d'équipement;

g) le nombre de pièces d'équipement qui ont une fuite importante, mais qui n'avaient pas été réparées à la date du rapport.

Total number of equipment components by type

(2) The annual report must contain the total number of each type of equipment component referred to in subsection (1).

Nombre total de pièces d'équipement de chaque type

(2) Le rapport annuel comporte le nombre total de pièces d'équipement de chaque type visées au paragraphe (1).

Estimated VOC releases

(3) The annual report must contain, for the equipment components referred to in subsection (1), the estimated total annual quantity of VOCs, expressed in kilograms, that is released by the total number of each type of equipment component during the calendar year that is the subject of the report, calculated in accordance with the instructions set out in Schedule 2.

Estimation de la quantité de COV rejetée

(3) Pour chaque type de pièces d'équipement visées au paragraphe (1), le rapport annuel comporte la quantité annuelle totale estimée de COV rejetée par le nombre total des pièces d'équipement de ce type au cours de l'année civile visée par le rapport, déterminée conformément à l'annexe 2 et exprimée en kilogrammes.

Equipment components in inventory

31 The annual report must contain, with respect to the equipment components that are included in the inventory referred to in subsection 4(1) and that are set out by type in Schedule 1, the number of each of those types of equipment components

Pièces d'équipement dans l'inventaire

31 À l'égard des pièces d'équipement qui sont énumérées dans l'inventaire prévu au paragraphe 4(1) et dont le type est visé à l'annexe 1, le rapport annuel comporte les renseignements ci-après pour chaque type de pièces d'équipement :

(a) in which a leak was detected by using sensory methods, including auditory, visual or olfactory methods, or as a result of an indication from a sensor that the equipment component's barrier fluid system had failed, and as measured by a portable monitoring instrument that meets the requirements of subsection 5(1), was

a) le nombre de pièces d'équipement qui ont une fuite détectée au moyen de méthodes sensorielles, notamment des méthodes auditives, visuelles ou olfactives ou à la suite d'une défaillance du système à fluide de barrage décelée par un capteur et pour lesquelles la valeur mesurée par un instrument de surveillance portatif satisfaisant aux exigences du paragraphe 5(1) était comprise dans chacune des pages suivantes :

(i) greater than or equal to 500 ppmv and less than 1,000 ppmv,

(i) supérieure ou égale à 500 ppmv et inférieure à 1 000 ppmv,

(ii) greater than or equal to 1,000 ppmv and less than 10,000 ppmv, or

(ii) supérieure ou égale à 1 000 ppmv et inférieure à 10 000 ppmv,

(iii) greater than or equal to 10,000 ppmv;

(iii) supérieure ou égale à 10 000 ppmv;

(b) in which a significant leak was detected by using sensory methods, including auditory, visual or olfactory methods, or as a result of an indication from a sensor that the equipment component's barrier fluid system had failed, and that were repaired

b) le nombre de pièces d'équipement qui ont une fuite importante détectée au moyen de méthodes sensorielles, notamment des méthodes auditives, visuelles ou olfactives ou à la suite d'une défaillance du système à fluide de barrage décelée par un capteur et qui ont été réparées dans chacun des délais suivants :

(i) within 15 days after the day on which the significant leak was detected,

(i) dans les quinze jours suivant la date de la détection de la fuite,

(ii) more than 15 days but not more than 60 days after the day on which the significant leak was detected, or

(iii) more than 60 days after the day on which the significant leak was detected;

(c) in which a significant leak was detected by using sensory methods, including auditory, visual or olfactory methods, or as a result of an indication from a sensor that the equipment component's barrier fluid system had failed, but not repaired as of the date of the report;

(d) in which a significant leak was detected for the third time in 24 consecutive months;

(e) described in paragraph (d) that were replaced with a new component as required by subsection 8(6);

(f) that were replaced with a certified low-leaking valve or re-packed with certified low-leaking valve packing as required by subsection 8(7);

(g) for which it was determined that no certified low-leaking valve and no certified low-leaking valve packing referred to in subsection 8(8) was commercially available;

(h) that meet the requirements of paragraph 6(3)(a); and

(i) that are described in paragraph 6(3)(b).

Reasons for no inspection

32 The annual report must contain, for each equipment component listed in the inventory that was not inspected using a leak detection instrument in accordance with subsection 6(1) or (2), as applicable, the reasons why it was not inspected in accordance with the applicable subsection.

Significant leak not repaired within 15 days

33 The annual report must contain, in respect of each equipment component that was not repaired within 15 days after the day on which a significant leak was detected in the equipment component,

(a) the day on which the significant leak was detected;

(b) an indication of whether the equipment component was flagged for repair under paragraph 8(4)(a) or (b) or not flagged for repair at all;

(ii) plus de quinze jours mais au plus tard soixante jours après la date de la détection de la fuite,

(iii) plus de soixante jours après la date de la détection de la fuite;

(c) le nombre de pièces d'équipement qui ont une fuite importante détectée au moyen de méthodes sensorielles, notamment des méthodes auditives, visuelles ou olfactives ou à la suite d'une défaillance du système à fluide de barrage décelée par un capteur, mais qui n'avaient pas été réparées à la date du rapport;

(d) le nombre de pièces d'équipement ayant une fuite importante détectée pour la troisième fois au cours d'une période de vingt-quatre mois consécutifs;

(e) le nombre de pièces d'équipement visées à l'alinéa d) qui ont été remplacées par une nouvelle pièce d'équipement conformément au paragraphe 8(6);

(f) le nombre de soupapes remplacées par une soupape certifiée à faibles fuites ou réemballées avec une garniture certifiée à faibles fuites conformément au paragraphe 8(7);

(g) le nombre de soupapes visées au paragraphe 8(8) pour lesquelles il a été déterminé qu'aucune soupape certifiée à faibles fuites ni aucune garniture certifiée à faibles fuites n'est disponible sur le marché;

(h) le nombre de pompes qui satisfont aux exigences de l'alinéa 6(3)a);

(i) le nombre de pièces d'équipement visées à l'alinéa 6(3)b).

Raisons pour absence d'inspection

32 À l'égard des pièces d'équipement énumérées dans l'inventaire qui n'ont pas fait l'objet d'une inspection au moyen d'un instrument de détection des fuites au titre des paragraphes 6(1) ou (2), le rapport annuel comporte les raisons pour lesquelles elles n'ont pas fait l'objet d'une telle inspection.

Fuite importante — absence de réparation dans les quinze jours

33 À l'égard de chaque pièce d'équipement ayant une fuite importante qui n'a pas été réparée dans les quinze jours suivant la date de la détection de la fuite, le rapport annuel comporte les renseignements suivants :

(a) la date à laquelle la fuite a été détectée;

(b) une mention précisant si la fuite a été signalée pour réparation aux termes des alinéas 8(4)a) ou b) ou si elle ne l'a pas été;

(c) the reasons why the equipment component could not be repaired within that period; and

(d) if the equipment component was repaired, the day on which the repair was completed.

Fenceline monitoring data

34 The fenceline monitoring report and the annual report must contain the following information in respect of the fenceline monitoring program:

(a) an indication of any changes made to the fenceline, the sampling locations at the fenceline or the number of those sampling locations;

(b) a description of the analysis used to determine the changes referred to in paragraph (a);

(c) for each sampling period,

(i) the measured concentrations of benzene and 1,3-butadiene, as well as the total concentration of all retainable VOCs taken together, at each sampling location, together with the measured concentrations of those substances from each field blank and duplicate sample, and

(ii) the meteorological data collected in accordance with subsection 22(2); and

(d) the annual average concentrations of benzene and 1,3-butadiene, as well as the annual average concentration of all retainable VOCs taken together, at each sampling location, calculated in accordance with section 24.

Auditor's report

35 (1) The operator of a facility must, on or before June 30 in each year, beginning in 2021, submit to the Minister a report prepared by an auditor that assesses the compliance of the operator with these Regulations in respect of the facility during the preceding calendar year.

Assessment

(2) The auditor's report must indicate whether the operator's equipment, procedures and records are, in the auditor's opinion, appropriate to ensure compliance by the operator with these Regulations.

Contents

(3) The auditor's report must contain the following:

(a) the name, civic and postal addresses, telephone number, email address and qualifications of the auditor;

(c) les raisons pour lesquelles la pièce d'équipement n'a pas pu être réparée dans ce délai;

(d) si la pièce d'équipement a été réparée, la date à laquelle la réparation a été effectuée.

Données de surveillance du périmètre

34 À l'égard du programme de surveillance du périmètre, le rapport de surveillance du périmètre et le rapport annuel comportent les renseignements suivants :

(a) la mention de tout changement apporté au périmètre, aux emplacements d'échantillonnage sur le périmètre ou au nombre de ces emplacements;

(b) la description de l'analyse effectuée pour déterminer les changements visés à l'alinéa a);

(c) pour chaque période d'échantillonnage :

(i) les concentrations de benzène et de 1,3-butadiène ajoutées à la concentration totale de l'ensemble des COV conservables mesurées à chaque emplacement d'échantillonnage, ainsi que les concentrations de ces substances mesurées dans chaque blanc de terrain et chaque double échantillon,

(ii) les données météorologiques recueillies conformément au paragraphe 22(2);

(d) les concentrations moyennes annuelles de benzène et de 1,3-butadiène ainsi que la concentration moyenne annuelle de l'ensemble des COV conservables, à chaque emplacement d'échantillonnage, calculées conformément à l'article 24.

Rapport du vérificateur

35 (1) À compter de l'année 2021, l'exploitant d'une installation transmet au ministre, au plus tard le 30 juin de chaque année, un rapport préparé par un vérificateur ayant évalué si l'exploitant s'est conformé au présent règlement à l'égard de l'installation au cours de l'année civile précédente.

Vérification

(2) Le rapport indique si, de l'avis du vérificateur, l'exploitant utilise un équipement, suit des procédures et tient des registres qui lui permettent de se conformer au présent règlement.

Contenu

(3) Le rapport comporte les renseignements suivants :

(a) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et adresse électronique du vérificateur ainsi que les compétences professionnelles de celui-ci;

(b) details of how the auditor made the assessments required by subparagraphs (c)(i) to (xiv);

(c) the auditor's assessment of

(i) whether the inventory of equipment components was established and maintained in accordance with subsection 4(3),

(ii) whether inspections of equipment components were carried out in accordance with subsections 6(1) and (4) and whether records in respect of those inspections were kept in accordance with paragraphs 9(1)(c) and (2)(b),

(iii) whether the leak detection instruments used to conduct the inspections referred to in subsection 6(1) were operated, maintained and calibrated in accordance with section 5, based on the auditor's observation of the calibration and inspection techniques and practices used at the facility, and whether records in respect of those instruments were kept in accordance with paragraphs 9(1)(a) and (b) and (2)(a),

(iv) whether sensors were checked in accordance with subsection 6(5) and whether records in respect of those checks were kept in accordance with paragraph 9(1)(e),

(v) whether records of the training received by the individuals conducting inspections in accordance with subsection 6(1) were kept in accordance with subsection 7(2),

(vi) whether the records required under these Regulations, as well as any supporting documents, were retained at the facility in accordance with subsection 7(3), section 10, subsection 16(2) and subsection 25(2),

(vii) whether equipment components that had a significant leak were repaired or replaced in accordance with section 8 and whether records in respect of those repairs and replacements were kept in accordance with paragraphs 9(1)(g) to (k),

(viii) whether the ends of open-ended pipes were plugged in accordance with section 12 and whether the required records in respect of those pipes were kept in accordance with paragraph 16(1)(a),

(ix) whether sampling systems connected to a pipe were designed and used in accordance with section 13 and whether the required records in respect of those sampling systems were kept in accordance with paragraph 16(1)(b),

(x) whether pressure relief devices were designed and used in accordance with section 14 and whether

b) des précisions sur la façon dont le vérificateur a effectué l'évaluation prévue aux sous-alinéas c)(i) à (xiv);

c) l'évaluation du vérificateur indiquant si :

(i) l'inventaire des pièces d'équipement a été établi et mis à jour conformément au paragraphe 4(3),

(ii) les inspections des pièces d'équipement ont été effectuées conformément aux paragraphes 6(1) et (4) et les renseignements exigés aux alinéas 9(1)c) et (2)b) concernant ces inspections ont été consignés dans le registre et conservés conformément à ces alinéas,

(iii) l'instrument de détection des fuites employé pour l'inspection effectuée aux termes du paragraphe 6(1) a été utilisé, entretenu et étalonné conformément à l'article 5, sur la base des observations du vérificateur à l'égard des techniques et des pratiques utilisées à l'installation pour l'étalonnage et l'inspection, et les renseignements exigés aux alinéas 9(1)a) et b) et (2)a) concernant cet instrument ont été consignés dans le registre et conservés conformément à ces alinéas,

(iv) les capteurs ont été contrôlés conformément au paragraphe 6(5) et les renseignements concernant ces contrôles exigés à l'alinéa 9(1)e) ont été consignés dans le registre conformément à cet alinéa,

(v) les renseignements concernant la formation suivie par la personne physique ayant effectué une inspection au titre du paragraphe 6(1) ont été consignés dans un registre conformément au paragraphe 7(2),

(vi) les registres exigés en application du présent règlement, de même que tout document à l'appui, ont été conservés à l'installation conformément au paragraphe 7(3), à l'article 10 et aux paragraphes 16(2) et 25(2),

(vii) les pièces d'équipement ayant une fuite importante ont été réparées ou remplacées conformément à l'article 8 et les renseignements concernant ces réparations ou remplacements ont été consignés dans le registre conformément aux alinéas 9(1)g) à k),

(viii) les extrémités des conduites ouvertes sont obturées conformément à l'article 12 et les renseignements exigés à l'alinéa 16(1)a) concernant ces conduites ont été consignés dans le registre conformément à cet alinéa,

(ix) les systèmes d'échantillonnage raccordés à une conduite ont été conçus et utilisés conformément à l'article 13 et les renseignements exigés à l'alinéa 16(1)b) concernant ces systèmes

the required records in respect of those pressure relief devices were kept in accordance with paragraph 16(1)(c),

(xi) whether compressors were equipped with mechanical seal systems in accordance with section 15 and whether the required records in respect of those compressors were kept in accordance with paragraph 16(1)(d),

(xii) whether the fenceline monitoring program was established and maintained in accordance with sections 17 to 25,

(xiii) whether the annual report contains the information required by sections 30 to 34 and whether it was submitted to the Minister in accordance with section 29, and

(xiv) if applicable, whether the corrective action plan submitted to the Minister in accordance with section 36 for the calendar year preceding 12the calendar year that is the subject of the auditor's report was implemented;

(d) if, in the opinion of the auditor, the operator of the facility was in compliance with these Regulations, a statement to that effect;

(e) if, in the opinion of the auditor, the operator failed to comply with any requirements of these Regulations, an indication of those requirements; and

(f) a statement by the auditor that the auditor is independent of the operator of the facility that is the subject of the audit and has no conflict of interest with the operator or any contractor who carries out any activity required by these Regulations on behalf of the operator.

Signature

(4) The auditor's report must be signed by a licensed member of an engineering or scientific professional organization who is

(a) if the auditor is an individual, the auditor; or

(b) if the auditor is a firm, a duly authorized representative of that firm.

Corrective action plan

36 If the auditor's report identifies any requirements of these Regulations with which the operator failed to comply, the operator must, on or before June 30 of each year,

d'échantillonnage ont été consignés dans le registre conformément à cet alinéa,

(x) les dispositifs de détente de pression ont été conçus et utilisés conformément à l'article 14 et les renseignements exigés à l'alinéa 16(1)c) concernant ces dispositifs de détente de pression ont été consignés dans le registre conformément à cet alinéa,

(xi) les compresseurs ont été munis d'un système de joint mécanique conformément à l'article 15 et les renseignements exigés à l'alinéa 16(1)d) concernant ces compresseurs ont été consignés dans le registre conformément à cet alinéa,

(xii) le programme de surveillance du périmètre a été établi et mis en œuvre conformément aux articles 17 à 25,

(xiii) le rapport annuel comporte les renseignements mentionnés aux articles 30 à 34 et a été transmis au ministre conformément à l'article 29,

(xiv) le cas échéant, le plan de mesures correctives transmis au ministre conformément à l'article 36 pour l'année civile précédant celle visée par la vérification a été mis en œuvre;

d) si, de l'avis du vérificateur, l'exploitant de l'installation s'est conformé au présent règlement à l'égard de cette installation, une mention à cet effet;

e) si, de l'avis du vérificateur, l'exploitant de l'installation ne s'est pas conformé à l'une des exigences du présent règlement à l'égard de cette installation, la mention de cette exigence;

f) la mention que le vérificateur est indépendant de l'exploitant de l'installation qui fait l'objet de la vérification et n'est pas en situation de conflit d'intérêts avec cet exploitant ni avec aucun sous-traitant menant pour le compte de l'exploitant toute activité exigée par le présent règlement.

Signature

(4) Le rapport du vérificateur est signé par un membre agréé d'une association professionnelle d'ingénieurs ou de scientifiques qui est :

a) le vérificateur, dans le cas où celui-ci est une personne physique;

b) le représentant dûment autorisé de l'entreprise, dans le cas où le vérificateur est une entreprise.

Plan de mesures correctives

36 Si le rapport du vérificateur mentionne des exigences du présent règlement auxquelles l'exploitant ne s'est pas conformé à l'égard de l'installation, l'exploitant transmet

submit to the Minister a corrective action plan that sets out the measures that the operator has already taken or plans to take in order to meet those requirements.

Audit by individual or firm

37 (1) The audit must be conducted by an individual or a firm that

- (a) is independent of the operator of the facility that is the subject of the audit; and
- (b) has no conflict of interest with the operator or any contractor who carries out any activity required by these Regulations on behalf of the operator.

Qualifications of auditing individual

(2) If the audit is conducted by an individual, including an individual who is a member of a firm, the individual must

- (a) be a licensed member of an engineering or scientific professional organization;
- (b) have technical expertise in leak detection and repair as well as in fenceline monitoring;
- (c) have completed the training specified in subsection 7(1); and
- (d) be certified by the International Register of Certificated Auditors, or by any other nationally or internationally recognized accreditation organization, for the purposes of carrying out assessments in accordance with the ISO 14001 standard of the International Organization for Standardization entitled *Environmental Management Systems*.

Qualifications of auditing members of a firm

(3) If the audit is conducted by two or more individuals who are members of a firm, those members must together meet the requirements set out in subsection (2).

Different auditor required

38 The operator of a facility must not have the facility audited under these Regulations

- (a) by the same auditor more than twice in every three years; or
- (b) by an individual or a firm that carried out any activity required by these Regulations on behalf of the operator at the facility during the calendar year for which

au ministre, au plus tard le 30 juin de chaque année, un plan de mesures correctives indiquant les mesures qu'il a prises ou qu'il prévoit prendre pour satisfaire à ces exigences.

Vérification par une personne physique ou une entreprise

37 (1) La vérification est effectuée par une personne physique ou une entreprise qui, à la fois :

- a) est indépendante de l'exploitant de l'installation faisant l'objet de la vérification;
- b) n'est pas en situation de conflit d'intérêts avec l'exploitant ou avec tout sous-traitant menant pour le compte de l'exploitant toute activité exigée par le présent règlement.

Compétence du vérificateur — personne physique

(2) Lorsque la vérification est effectuée par une personne physique — y compris une personne physique qui est membre d'une entreprise — cette personne doit, à la fois :

- a) être un membre agréé d'une association professionnelle d'ingénieurs ou de scientifiques;
- b) posséder les compétences techniques en matière de détection et de réparation des fuites ainsi qu'en matière de surveillance du périmètre;
- c) avoir terminé la formation prévue au paragraphe 7(1);
- d) être accréditée — par l'International Register of Certificated Auditors ou tout autre organisme d'accréditation reconnu à l'échelle nationale ou internationale — pour effectuer des évaluations conformément à la norme ISO 14001 de l'Organisation internationale de normalisation intitulée *Systèmes de management environnemental*.

Compétence du vérificateur — plusieurs membres d'une entreprise

(3) Lorsque la vérification est effectuée par plusieurs personnes physiques qui sont membres d'une entreprise, ces personnes doivent ensemble satisfaire aux exigences du paragraphe (2).

Exigence d'un vérificateur différent

38 L'exploitant d'une installation veille à ce que l'installation ne fasse l'objet d'une vérification au titre du présent règlement :

- a) ni par le même vérificateur plus de deux années sur trois;
- b) ni par une personne physique ou une entreprise qui, pendant l'année civile à l'égard de laquelle la vérification

the audit is being conducted or during the first six months of the following calendar year.

Format of reports and plans

39 (1) A report or plan that is required by these Regulations must be submitted electronically in the format specified by the Minister and must bear the electronic signature of an authorized official.

Non-electronic format for reports and plans

(2) If the Minister has not specified an electronic format, or if it is impractical to submit the report or plan electronically in accordance with subsection (1) because of circumstances beyond the operator's control, the report or plan must be submitted on paper, signed by an authorized official, and in the form specified by the Minister. However, if no form has been specified, it may be in any form.

Coming into Force

January 1, 2018

40 (1) These Regulations, except sections 3 to 16, come into force on January 1, 2018.

July 1, 2019

(2) Sections 3 to 16 come into force on July 1, 2019.

SCHEDULE 1

(Paragraph 4(1)(a), subsection 30(1) and section 31)

Types of Equipment Components for Inventory and Annual Report

- 1** Gas valves
- 2** Light-liquid valves
- 3** Heavy-liquid valves
- 4** Light-liquid pumps
- 5** Heavy-liquid pumps
- 6** Gas flanges
- 7** Light-liquid flanges
- 8** Heavy-liquid flanges
- 9** Gas connectors other than flanges
- 10** Light-liquid connectors other than flanges
- 11** Heavy-liquid connectors other than flanges
- 12** Gas pressure relief devices

est effectuée ou pendant les six premiers mois de l'année civile suivante, a mené à l'installation, pour le compte de l'exploitant, toute activité exigée par le présent règlement.

Forme des rapports et des plans

39 (1) Les rapports ou les plans exigés par le présent règlement sont transmis électroniquement en la forme précisée par le ministre et portent la signature électronique d'un agent autorisé.

Forme non électronique des rapports et des plans

(2) Si le ministre n'a pas précisé de forme au titre du paragraphe (1) ou si, en raison de circonstances hors de son contrôle, il est difficile pour la personne qui transmet un rapport ou plan de le faire conformément à ce paragraphe, elle le transmet sur support papier, signé par un agent autorisé et en la forme précisée par le ministre ou autrement, si aucune forme n'est précisée.

Entrée en vigueur

1^{er} janvier 2018

40 (1) Le présent règlement, sauf les articles 3 à 16, entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018.

1^{er} juillet 2019

(2) Les articles 3 à 16 entrent en vigueur le 1^{er} juillet 2019.

ANNEXE 1

(alinéa 4(1)a), paragraphe 30(1) et article 31)

Types de pièces d'équipement visées par l'inventaire et par le rapport annuel

- 1** Soupapes de gaz
- 2** Soupapes de liquide léger
- 3** Soupapes de liquide lourd
- 4** Pompes à liquide léger
- 5** Pompes à liquide lourd
- 6** Brides de gaz
- 7** Brides de liquide léger
- 8** Brides de liquide lourd
- 9** Raccords de gaz (autres que des brides)
- 10** Raccords de liquide léger (autres que des brides)
- 11** Raccords de liquide lourd (autres que des brides)
- 12** Dispositifs de détente de pression à gaz

- 13 Light-liquid pressure relief devices
- 14 Heavy-liquid pressure relief devices
- 15 Compressors
- 16 Gas open-ended pipes
- 17 Light-liquid open-ended pipes
- 18 Heavy-liquid open-ended pipes
- 19 Gas sampling connections
- 20 Light-liquid sampling connections
- 21 Heavy-liquid sampling connections
- 22 Gas agitators
- 23 Light-liquid agitators
- 24 Heavy-liquid agitators
- 25 Other gas equipment components
- 26 Other light-liquid equipment components
- 27 Other heavy-liquid equipment components

SCHEDULE 2

(Subsection 30(3))

Instructions for Calculating Estimated VOC Releases

1 The following definitions apply in this Schedule.

pegged, in respect of a portable monitoring instrument, describes a reading on the instrument that is above the highest concentration of VOCs that the instrument is capable of measuring. (*arrimée*)

screening value means the measured concentration of VOCs, expressed in ppmv, that is determined in the course of the inspection of an equipment component using a portable monitoring instrument. (*concentration mesurée*)

2 (1) Determine the hourly leak rate of an equipment component of a type set out in column 1 of the table to this Schedule by selecting the applicable hourly leak rate expressed in kilograms per hour (kg/hr) as follows:

(a) if the screening value is zero, or if the inspection was carried out using an optical gas-imaging instrument and no leak was detected, select the hourly default zero leak rate set out for that type of equipment component in column 2 of the table;

(b) if the reading on the portable monitoring instrument is pegged, select the hourly pegged leak rate set out for that type of equipment component in column 3 of the table;

- 13 Dispositifs de détente de pression à liquide léger
- 14 Dispositifs de détente de pression à liquide lourd
- 15 Compresseurs
- 16 Conduites de gaz ouvertes
- 17 Conduites de liquide léger ouvertes
- 18 Conduites de liquide lourd ouvertes
- 19 Raccords d'échantillonnage de gaz
- 20 Raccords d'échantillonnage de liquide léger
- 21 Raccords d'échantillonnage de liquide lourd
- 22 Agitateurs de gaz
- 23 Agitateurs de liquide léger
- 24 Agitateurs de liquide lourd
- 25 Autres pièces d'équipement à gaz
- 26 Autres pièces d'équipement à liquide léger
- 27 Autres pièces d'équipement à liquide lourd

ANNEXE 2

(paragraphe 30(3))

Estimation des rejets de COV — Méthode de calcul

1 Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente annexe.

arrimée Se dit de la lecture d'un instrument de surveillance portatif supérieure à la concentration maximale de COV pouvant être mesurée par cet instrument. (*pegged*)

concentration mesurée Concentration de COV mesurée lors de l'inspection d'une pièce d'équipement au moyen d'un instrument de surveillance portatif, exprimée en ppmv. (*screening value*)

2 (1) Le taux de fuite horaire d'une pièce d'équipement d'un type mentionné à la colonne 1 du tableau de la présente annexe, exprimé en kilogrammes par heure (kg/h), correspond :

a) au taux de fuite horaire prévu à la colonne 2 de ce tableau pour ce type de pièces d'équipement, dans le cas où la concentration mesurée est égale à zéro ou si aucune fuite n'a été détectée après une inspection effectuée au moyen d'un instrument optique de visualisation des gaz;

b) au taux de fuite horaire prévu à la colonne 3 de ce tableau pour ce type de pièces d'équipement, dans le

(c) in any other case, insert the screening value (SV) in the correlation equation set out for that type of equipment component in column 4 of the table to arrive at the hourly correlation equation leak rate.

(2) For the purpose of subsection (1),

(a) for an equipment component located at a facility that is primarily engaged in activities classified under North American Industry Classification System (NAICS) code 325, select the corresponding hourly leak rate for that type of equipment component set out in one of items 1 to 8 of the table to this Schedule, as applicable;

(b) for an equipment component located at any other facility, select the corresponding hourly leak rate for that type of equipment component set out in one of items 9 to 14 of the table to this Schedule, as applicable.

3 Determine the estimated annual quantity of VOCs, expressed in kilograms, that is released by the equipment component during the calendar year that is the subject of the annual report, by adding together the hourly leak rates, selected for that equipment component in accordance with section 4, for every hour in the applicable calendar year.

4 (1) For the purpose of section 3, for every hour in the calendar year referred to in that section, select the applicable hourly leak rate determined under paragraph 2(1)(a), (b) or (c) that is based on the inspection closest to that hour, whether the inspection took place in that calendar year or in the preceding or subsequent calendar year.

(2) If the number of hours between the hour referred to in subsection (1) and the preceding and subsequent inspection is the same, select the applicable hourly leak rate referred to in subsection (1) that is based on the preceding inspection.

(3) Despite subsection (1), if an inspection indicates that there is a significant leak in the equipment component, select the hourly leak rate determined on the basis of that inspection for every hour from that inspection up to the hour when the equipment component is repaired.

5 For the purpose of subsection 30(3) of these Regulations, determine the estimated total annual quantity of VOCs, expressed in kilograms, that is released by the total number of each type of equipment component during the applicable calendar year by adding together the estimated annual quantity of VOCs released by each equipment component of that type determined in accordance with section 3.

cas où la lecture de l'instrument de surveillance portatif est arrimée;

c) au résultat de la formule de corrélation prévue à la colonne 4 de ce tableau pour ce type de pièces d'équipement — où la variable CM représente la concentration mesurée —, dans tout autre cas.

(2) Pour l'application du paragraphe (1), le type de pièces d'équipement est mentionné :

a) à celui des articles 1 à 8 du tableau de la présente annexe qui s'applique, si la pièce d'équipement se trouve dans une installation dont l'activité principale est classifiée sous le code 325 du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN);

b) à celui des articles 9 à 14 de ce tableau qui s'applique, si la pièce d'équipement se trouve dans toute autre installation.

3 La quantité annuelle estimée de COV rejetée par une pièce d'équipement au cours de l'année civile visée par le rapport annuel, exprimée en kilogrammes, est déterminée par l'addition des taux de fuite horaires de cette pièce d'équipement visés à l'article 4 pour chaque heure de l'année en cause.

4 (1) Pour l'application de l'article 3, pour chaque heure de l'année civile visée à cet article, le taux de fuite horaire est celui qui est déterminé au titre des alinéas 2(1)a, b) ou c) à la suite de la plus proche inspection, que cette inspection ait été effectuée au cours de cette année civile ou de l'année civile suivante ou précédente.

(2) Dans le cas où le nombre d'heures entre l'heure en cause visée au paragraphe (1) et une inspection effectuée avant et après cette heure est le même, le taux de fuite horaire est celui qui a été déterminé à la suite de l'inspection effectuée avant cette heure.

(3) Malgré le paragraphe (1), si l'inspection indique que la pièce d'équipement a une fuite importante, le taux de fuite horaire pour chaque heure entre celle de l'inspection et celle des réparations de cette pièce d'équipement est celui qui est déterminé à la suite de cette inspection.

5 Pour l'application du paragraphe 30(3) du présent règlement, la quantité annuelle totale estimée de COV rejetée par le nombre total des pièces d'équipement de chaque type au cours de l'année civile visée par le rapport, exprimée en kilogrammes, est déterminée par l'addition des quantités annuelles estimées de COV rejetées par chaque pièce d'équipement de ce type et déterminées conformément à l'article 3.

Equipment Component Hourly Leak Rates

Item	Column 1 Type of Equipment Component	Column 2 Hourly Default Zero Leak Rate (kg/hr per equipment component)	Column 3 Hourly Pegged Leak Rate (kg/hr per equipment component)	Column 4 Hourly Correlation Equation Leak Rate (kg/hr per equipment component)
Hourly Leak Rates for Facilities Primarily Engaged in Activities Under NAICS Code 325				
1	Gas valve	6.60E-07	0.11	$1.87E-06 \times SV^{0.873}$
2	Light-liquid valve	4.90E-07	0.15	$6.41E-06 \times SV^{0.797}$
3	Heavy-liquid valve	4.90E-07	0.15	$6.41E-06 \times SV^{0.797}$
4	Pump, compressor, pressure relief device, agitator	7.50E-06	0.62	$1.90E-05 \times SV^{0.824}$
5	Connector (other than a flange)	6.10E-07	0.22	$3.05E-06 \times SV^{0.885}$
6	Flange	3.10E-07	0.084	$4.61E-06 \times SV^{0.703}$
7	Open-ended pipe	2.00E-06	0.079	$2.20E-06 \times SV^{0.704}$
8	Any equipment component other than one referred to in items 1 to 7	4.00E-06	0.11	$1.36E-05 \times SV^{0.589}$
Hourly Leak Rates for All Other Facilities				
9	Valve	7.80E-06	0.14	$2.29E-06 \times SV^{0.746}$
10	Pump	2.40E-05	0.16	$5.03E-05 \times SV^{0.610}$
11	Connector (other than a flange)	7.50E-06	0.03	$1.53E-06 \times SV^{0.735}$
12	Flange	3.10E-07	0.084	$4.61E-06 \times SV^{0.703}$
13	Open-ended pipe	2.00E-06	0.079	$2.20E-06 \times SV^{0.704}$
14	Any equipment component other than one referred to in items 9 to 13	4.00E-06	0.11	$1.36E-05 \times SV^{0.589}$

[21-1-o]

Taux de fuite horaire des pièces d'équipement

Article	Colonne 1 Type de pièces d'équipement	Colonne 2 Taux de fuite horaire pour concentration mesurée de zéro (kg/h par pièce d'équipement)	Colonne 3 Taux de fuite horaire pour lecture arrimée (kg/h par pièce d'équipement)	Colonne 4 Taux de fuite horaire déterminé par formule de corrélation (kg/h par pièce d'équipement)
Taux de fuite horaire pour les installations dont l'activité principale est classifiée sous le code 325 du SCIAN				
1	Soupapes de gaz	6,60E-07	0,11	$1,87E-06 \times CM^{0.873}$
2	Soupapes de liquide léger	4,90E-07	0,15	$6,41E-06 \times CM^{0.797}$
3	Soupapes de liquide lourd	4,90E-07	0,15	$6,41E-06 \times CM^{0.797}$
4	Pompes, compresseurs, dispositifs de détente de pression, agitateurs	7,50E-06	0,62	$1,90E-05 \times CM^{0.824}$
5	Raccords (autres que des brides)	6,10E-07	0,22	$3,05E-06 \times CM^{0.885}$
6	Brides	3,10E-07	0,084	$4,61E-06 \times CM^{0.703}$
7	Conduites ouvertes	2,00E-06	0,079	$2,20E-06 \times CM^{0.704}$

Article	Colonne 1 Type de pièces d'équipement	Colonne 2 Taux de fuite horaire pour concentration mesurée de zéro (kg/h par pièce d'équipement)	Colonne 3 Taux de fuite horaire pour lecture arrimée (kg/h par pièce d'équipement)	Colonne 4 Taux de fuite horaire déterminé par formule de corrélation (kg/h par pièce d'équipement)
8	Pièces d'équipement autres que celles visées aux articles 1 à 7	4,00E-06	0,11	$1,36E-05 \times CM^{0,589}$
Taux de fuite horaire pour les autres installations				
9	Soupapes	7,80E-06	0,14	$2,29E-06 \times CM^{0,746}$
10	Pompes	2,40E-05	0,16	$5,03E-05 \times CM^{0,610}$
11	Raccords (autres que des brides)	7,50E-06	0,03	$1,53E-06 \times CM^{0,735}$
12	Brides	3,10E-07	0,084	$4,61E-06 \times CM^{0,703}$
13	Conduites ouvertes	2,00E-06	0,079	$2,20E-06 \times CM^{0,704}$
14	Pièces d'équipement autres que celles visées aux articles 9 à 13	4,00E-06	0,11	$1,36E-05 \times CM^{0,589}$

Regulations Amending the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

Statutory authority

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Sponsoring department

Department of the Environment

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

For the Regulatory Impact Analysis Statement, see page 2157.

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, pursuant to subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, that the Governor in Council, pursuant to section 286.1^c of that Act, proposes to make the annexed *Regulations Amending the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*.

Any person may, within 60 days after the date of publication of this notice, file with the Minister of the Environment comments with respect to the proposed Regulations or a notice of objection requesting that a board of review be established under section 333 of that Act and stating the reasons for the objection. All comments and notices must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent to Helen Ryan, Director General, Energy and Transportation Directorate, Environmental Protection Branch, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3 (fax: 819-420-7410; email: ec.covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector.ec@canada.ca).

^a S.C. 2004, c. 15, s. 31

^b S.C. 1999, c. 33

^c S.C. 2009, c. 14, s. 80

Règlement modifiant le Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Fondement législatif

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Ministère responsable

Ministère de l'Environnement

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

Pour le résumé de l'étude d'impact de la réglementation, voir la page 2157.

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, que le gouverneur en conseil, en vertu de l'article 286.1^c de cette loi, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter à la ministre de l'Environnement, dans les soixante jours suivant la date de publication du présent avis, leurs observations au sujet du projet de règlement ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution de la commission de révision prévue à l'article 333 de cette loi. Ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Helen Ryan, directrice générale, Direction de l'énergie et des transports, Direction générale de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (télé. : 819-420-7410; courriel : ec.covsecteurpetrolier-vocpetroleumsector.ec@canada.ca).

^a L.C. 2004, ch. 15, art. 31

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2009, ch. 14, art. 80

A person who provides information to the Minister of the Environment may submit with the information a request for confidentiality under section 313 of that Act.

Ottawa, April 13, 2017

Jurica Čapkun
Assistant Clerk of the Privy Council

Regulations Amending the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

Amendment

1 The schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*¹ is amended by adding the following in numerical order:

Item	Column 1 Regulations	Column 2 Provisions
31	<i>Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)</i>	(a) paragraphs 3(a), (b), (c) and (e) (b) section 11

Coming into Force

2 These Regulations come into force on the day on which section 3 of the *Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)* comes into force, but if they are registered after that day, they come into force on the day on which they are registered.

[21-1-o]

Quiconque fournit des renseignements à la ministre peut en même temps présenter une demande de traitement confidentiel aux termes de l'article 313 de cette loi.

Ottawa, le 13 avril 2017

Le greffier adjoint du Conseil privé
Jurica Čapkun

Règlement modifiant le Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

Modification

1 L'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*¹ est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

Article	Colonne 1 Règlement	Colonne 2 Dispositions
31	<i>Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)</i>	a) alinéas 3a), b), c) et e) b) article 11

Entrée en vigueur

2 Le présent règlement entre en vigueur à la date d'entrée en vigueur de l'article 3 du *Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)* ou, si elle est postérieure, à la date de son enregistrement.

[21-1-o]

¹ SOR/2012-134

¹ DORS/2012-134

Regulations Amending the Tobacco Reporting Regulations

Statutory authority

Tobacco Act

Sponsoring department

Department of Health

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Issues

In 2000, the Standing Joint Committee for the Scrutiny of Regulations (SJCSR or the Committee) reviewed the *Tobacco Reporting Regulations* (TRR or the Regulations) and made several recommendations regarding definitions and requirements that needed clarification, inconsistencies identified between the English and French versions and, most importantly, the requirements of sections 5 to 8 of the Regulations, which, in its opinion, were inconsistent with the regulatory authority granted in the *Tobacco Act* (TA).

In line with the life-cycle approach of regulation making, as recommended in the *Cabinet Directive on Regulatory Management*, Health Canada (the Department) conducted a thorough review of the TRR in order to assess the effectiveness, efficiency and accountability of the Regulations. As a result, several redundancies and discrepancies were noted, which are addressed by these proposed Regulations. Additional changes to the Regulations were also identified to align the requirements with the 2009 amendments to the TA.

These modifications are put forth in order for the TRR to continue to support the Department's tobacco control efforts.

Background

The TRR set out the requirements for the reporting of information on the sales, manufacturing processes, ingredients, constituents, emissions, research and development activities as well as promotional activities undertaken by tobacco manufacturers (including importers). The Regulations support the overall goals of the Government of Canada's Federal Tobacco Control Strategy (FTCS) by providing the Department with timely and relevant information about the tobacco market.

Règlement modifiant le Règlement sur les rapports relatifs au tabac

Fondement législatif

Loi sur le tabac

Ministère responsable

Ministère de la Santé

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.)

Enjeux

En 2000, le Comité mixte permanent d'examen de la réglementation (CMPEP ou le Comité) a examiné le *Règlement sur les rapports relatifs au tabac* (RRRT ou le Règlement) et a formulé plusieurs recommandations concernant le manque de clarté des définitions et des exigences, les incohérences entre les versions anglaise et française et, tout particulièrement, les exigences des articles 5 à 8 du Règlement, qu'il jugeait incompatibles avec l'autorité réglementaire accordée dans la *Loi sur le tabac* (LT).

Conformément à l'approche de réglementation fondée sur le « cycle de vie », recommandée dans la *Directive du Cabinet sur la gestion de la réglementation*, le ministère de la Santé (le Ministère) a procédé à l'examen approfondi du RRRT pour en évaluer l'efficacité, l'efficience et la responsabilité. Ainsi, cet examen a décelé plusieurs redondances et incompatibilités qui font l'objet du présent projet de règlement. D'autres modifications du Règlement ont aussi été relevées afin d'harmoniser les exigences avec les modifications apportées à la LT en 2009.

Ces modifications sont proposées pour que le RRRT puisse continuer à soutenir les efforts de lutte antitabac du Ministère.

Contexte

Le Règlement énonce les exigences concernant la présentation de rapports sur les ventes, les procédés de fabrication, les ingrédients, les constituants, les émissions, les activités de recherche et de développement ainsi que les activités de promotion entreprises par les fabricants de tabac (y compris les importateurs). Il appuie les objectifs généraux de la Stratégie fédérale de lutte contre le tabagisme (SFLT) du gouvernement du Canada en permettant au Ministère de disposer, en temps opportun, de renseignements pertinents sur le marché du tabac.

The FTCS, introduced in 2001 and renewed in 2012, focusses on

- preventing children and youth from starting to smoke;
- helping people to quit smoking; and
- helping people protect themselves from second-hand smoke.

The FTCS's ultimate goal is to reduce tobacco-related death and disease among Canadians.

Information collected by the Department under the TRR has been used to inform various policy decisions and the implementation of effective tobacco control strategies to protect the health of Canadians. For example, ingredients data submitted pursuant to the TRR were used by the Department to inform tobacco product regulation, especially with regard to ingredients that appeal to youth. Furthermore, information on the costs relating to the manufacturing of certain types of tobacco products has been used to accurately estimate the impact of proposed regulations on manufacturers. The Department also relies on tobacco product sales and promotions data for trend analysis purposes, in order to be able to identify emerging tobacco control issues.

Objectives

The Department is proposing to amend the TRR to

1. address the recommendations of the SJCSR; and
2. update and clarify the requirements in order to make them more relevant to the current environment and to eliminate redundant requirements; update the official testing methods for the sampling and testing of tobacco products to reflect technological advances; require electronic submissions of reports; improve the clarity of the requirements; and align the requirements with the 2009 amendments to the TA.

The Department expects that the proposed amendments would enhance the quality and completeness of the information submitted by the tobacco industry. This would facilitate the review of that information and increase the efficiency of the Department in using the information for the purpose of achieving the objectives of the FTCS. The proposed changes are therefore expected to contribute to improved decisions on tobacco control policies and activities in the future.

La SFLT, lancée en 2001 et renouvelée en 2012, vise à :

- décourager les enfants et les jeunes de commencer à fumer;
- aider les fumeurs à renoncer au tabac;
- aider les gens à se protéger contre la fumée secondaire.

La SFLT a pour mission première de réduire la mortalité et les maladies liées au tabac dans la population canadienne.

Les renseignements recueillis par le Ministère en vertu du RRRT ont été utilisés pour orienter plusieurs décisions concernant les politiques, de même que la mise en place de mesures de lutte au tabagisme efficaces visant à protéger la santé de la population canadienne. Par exemple, les données sur les ingrédients présentées conformément au RRRT ont été utilisées par le Ministère pour guider la réglementation sur les produits du tabac, tout particulièrement pour ce qui est des ingrédients qui constituent un attrait pour les jeunes. De plus, les renseignements sur les coûts de fabrication de certains types de produits du tabac ont été utilisés pour estimer avec précision l'impact des projets de règlements sur les fabricants. Le Ministère s'en remet aussi aux données sur les ventes et la promotion de produits du tabac pour analyser les tendances afin de pouvoir cerner les enjeux émergents touchant la lutte au tabagisme.

Objectifs

Le Ministère proposerait d'apporter les modifications au RRRT afin de :

1. Donner suite aux recommandations formulées par le CMPEP.
2. Mettre à jour et clarifier les exigences afin de les rendre plus pertinentes à l'égard de l'environnement actuel et d'éliminer les exigences redondantes; mettre à jour les méthodes officielles d'échantillonnage et d'essais des produits du tabac afin qu'elles tiennent compte des percées technologiques; exiger la présentation électronique des rapports; améliorer la clarté des exigences et harmoniser les exigences avec les modifications apportées à la LT en 2009.

Le Ministère s'attend à ce que les modifications proposées améliorent la qualité et l'exhaustivité de l'information transmise par l'industrie du tabac, ce qui faciliterait l'examen de cette information et augmenterait l'efficacité du Ministère à utiliser les informations dans le but d'atteindre les objectifs du SFLT. On s'attend à ce que les modifications proposées contribuent, dans le futur, à de meilleures décisions en matière de politiques et d'activités de lutte au tabagisme.

Description**1. Address the recommendations of the SJCSR**

Following the coming into force of the TRR in June 2000, the SJCSR made several recommendations to the Department after its review of the Regulations. The Committee noted that, in its opinion, some sections of the TRR were inconsistent with the authority granted by the TA prior to the 2009 amendments and that requirements relating to the reporting of tobacco product ingredients were not clear. The Department proposes to address these recommendations as follows:

(a) Section 5 — Alternative Methods

This section would be repealed. Section 5 of the TRR currently permits manufacturers to use alternate methods to those prescribed by the Regulations to test tobacco products if the alternate methods result in the generation of information that is at least as accurate and precise as the prescribed method. Upon review of the TRR, the SJCSR indicated that the test methods used for the purposes of the TRR must all be prescribed, as per paragraph 7(b) of the TA. Consequently, the Committee recommended that this section be repealed.

To address this issue, additional Health Canada official methods for the testing of certain emissions and constituents are proposed to be added to Schedules 1, 2 and 3 of the Regulations (please refer to part 2(k) for further details). These new methods, that would provide additional options to those currently prescribed for the testing of emissions and constituents, would be made available to manufacturers.

(b) Sections 6 to 8 — Special Requests

Section 6 dealing with urgent requests would be repealed. In cases where information required by Parts 2 to 5 of the TRR is needed urgently, section 6 of the TRR allows the Minister to request the information before its prescribed due date. The SJCSR noted that the effect of this provision was that the time limit provided is not prescribed by the Regulations, as required by section 6 of the TA. Consequently, the SJCSR recommended that section 6 of the TRR be repealed.

Section 7 dealing with requests for additional information would be repealed. This section relates to the Minister's ability to request additional information on reports that have already been submitted pursuant to the TRR. The SJCSR noted that the discretionary power of the Minister to determine what information is to be submitted is inconsistent with the authority of the TA prior to the 2009 amendments.

Description**1. Donner suite aux recommandations formulées par le CMPER**

À la suite de l'entrée en vigueur du RRRT en juin 2000, le CMPER a formulé plusieurs recommandations au Ministère après son examen du Règlement. Le Comité a constaté que certains articles étaient, selon lui, incohérents avec le pouvoir conféré par la LT avant les modifications de 2009 et que les exigences concernant les rapports sur les ingrédients des produits du tabac manquaient de clarté. Le Ministère propose de donner suite aux recommandations du CMPER comme suit :

a) Article 5 — Autres méthodes

Cet article serait abrogé. L'article 5 du RRRT permet actuellement aux fabricants d'utiliser des méthodes autres que celles prescrites par le Règlement pour les essais des produits du tabac si ces autres méthodes produisent des données qui sont au moins aussi exactes et précises que les méthodes prescrites. Après avoir examiné le RRRT, le CMPER a indiqué que les méthodes d'essais utilisées aux fins du RRRT devaient toutes être prescrites, conformément à l'alinéa 7b) de la LT. Le Comité a donc recommandé que cet article soit abrogé.

Afin de remédier à cette préoccupation, l'ajout de nouvelles méthodes officielles de Santé Canada pour l'essai de certains émissions et constituants serait proposé aux annexes 1, 2 et 3 du Règlement. Ces nouvelles méthodes, qui donneraient des options en sus de celles actuellement prescrites pour l'essai des émissions et des constituants dans les annexes, seraient mises à la disposition des fabricants [pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la partie 2k)].

b) Articles 6 à 8 — Demandes spéciales

L'article 6 visant les renseignements requis d'urgence serait abrogé. Lorsque des renseignements prévus aux parties 2 à 5 du Règlement sont requis d'urgence, l'article 6 autorise le ministre à les obtenir du fabricant avant la date de présentation prévue du rapport. Le CMPER a noté que cette disposition faisait en sorte que le délai accordé n'était pas prescrit selon le Règlement, tel qu'il est exigé à l'article 6 de la LT. Le CMPER a donc recommandé l'abrogation de l'article 6.

L'article 7 visant les demandes de renseignements supplémentaires serait abrogé. Cet article se rapporte à la capacité du ministre à demander des renseignements supplémentaires sur les rapports qui ont déjà été présentés aux termes du Règlement. Le CMPER a indiqué que le pouvoir discrétionnaire du ministre, qui lui permet de déterminer quels renseignements doivent être présentés, ne correspond pas à l'autorité conférée par la LT avant les modifications de 2009.

Section 8, which deals with the time to submit information under sections 6 and 7, would also be repealed.

To address the concerns of the Department with regard to its ability to request additional information, authority was added to the TA in 2009, namely subsection 6(2) and paragraph 7(c.2), that allow the Minister to request supplementary information related to information submitted pursuant to the TRR (please refer to part 2(b) for further details).

(c) Section 11 – Ingredients

The requirement with respect to a component of an ingredient, in paragraph 11(3)(c), would be removed. The SJCSR commented that the requirements with respect to a “component of an ingredient” in section 11 were unclear due to lack of a definition that would explain the difference between an ingredient and a component.

A definition of “ingredient” was introduced in the 2009 amendments to the TA that would address the issue identified by the Committee. Hence, the Department would continue to receive information on ingredients, including on components of consumer tobacco products (please refer to part 2(e) for further details).

(d) Section 15 – Research Activities

Subsection 15(3), which deals with research activities on new consumer tobacco products, would be repealed. Subsection 15(3) requires manufacturers to report annually their research activities for consumer tobacco products that are under development. The SJCSR was of the opinion that paragraph 7(c) of the TA prior to the 2009 amendments did not grant the authority to request information on tobacco products in the development stage. The Committee therefore recommended that the requirements under subsection 15(3) be repealed.

Subsection 6(1) of the TA was amended in 2009 such that it now provides the authority to require manufacturers to provide information on the research and development whether the tobacco products are for sale or not. Amendments proposed in section 15 of the TRR would reflect the authority in the TA (please refer to part 2(i) for further details).

2. Update and clarify the requirements

Amendments to the TRR are being proposed to update the requirements and to respond to a number of issues encountered since their enactment in 2000. Firstly, the tobacco product market in Canada has evolved

L'article 8 visant le délai pour fournir les renseignements requis aux termes des articles 6 et 7 serait aussi abrogé.

Afin de remédier aux préoccupations du Ministère à propos de sa capacité de demander des renseignements supplémentaires, des pouvoirs additionnels par l'entremise de nouvelles dispositions ont été ajoutés, notamment au paragraphe 6(2) et à l'alinéa 7c.2) dans le cadre des modifications apportées à la LT en 2009. Ces modifications permettent au ministre de demander des renseignements supplémentaires portant sur les renseignements transmis selon les exigences du RRRT [pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la partie 2b)].

c) Article 11 – Ingrédients

L'exigence relative à un composant d'un ingrédient, à l'alinéa 11(3)c), serait supprimée. Le CMPEP a indiqué que les exigences sur les « composants de chaque ingrédient » à l'article 11 manquaient de clarté en raison de l'absence d'une définition qui ferait la distinction entre la notion d'ingrédient et de composant.

Une définition d'« ingrédient » a été introduite dans les modifications apportées à la LT en 2009 qui répondrait aux questions soulevées par le Comité. Par conséquent, le Ministère continuerait à recevoir des renseignements sur les ingrédients, y compris sur les composants des produits du tabac pour consommation [pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la partie 2e)].

d) Article 15 – Projets de recherche

Le paragraphe 15(3), qui traite des projets de recherche portant sur les nouveaux produits du tabac pour consommation, serait abrogé. Ce paragraphe exige des fabricants qu'ils présentent un rapport annuel sur tout projet de recherche portant sur la mise au point de nouveaux produits du tabac pour consommation. Le CMPEP juge que l'alinéa 7c) de la LT avant les modifications de 2009 n'autorise pas le ministre à demander des renseignements sur des produits du tabac au cours de l'étape de développement. Le Comité a donc recommandé d'éliminer les exigences prévues au paragraphe 15(3).

Le paragraphe 6(1) de la LT, modifié en 2009, fournit l'autorité d'exiger du fabricant des renseignements sur la recherche et le développement visant les produits du tabac qui sont en vente ou non. Les modifications proposées à l'article 15 du Règlement refléteraient l'autorité de la LT [pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la partie 2i)].

2. Mettre à jour et clarifier les exigences

Des modifications au RRRT sont proposées afin de mettre à jour les exigences et résoudre un certain nombre de questions soulevées depuis son adoption en 2000. Premièrement, le marché des produits du tabac au Canada a

significantly over the years and these changes need to be reflected in the TRR. Secondly, the Department has identified several gaps in the information provided by the tobacco manufacturers possibly as a result of a lack of clarity in some of the provisions of the TRR. As well, it was observed that the reporting frequencies of certain reports could be streamlined to eliminate redundancies. Furthermore, the 2009 amendments to the TA brought about several changes such as new definitions for “little cigar” and “ingredients” that should be reflected in the TRR for consistency purposes.

The proposed amendments are summarized below.

(a) Section 1 – Definitions

As a result of the proposed updates to the requirements of the TRR, the following changes to the definitions are proposed.

Definitions to be added

“CAS registry number” — This definition would be added for the purpose of ingredient reporting. A CAS registry number would mean the identification number that is assigned to a chemical substance by the Chemical Abstracts Service Division of the American Chemical Society.

“New brand” — This definition would be added to specify that a new brand of consumer tobacco product, for the purpose of reporting, is a brand that did not appear in any sales report made under section 13 of the TRR in the preceding year. In the case of filters, tubes and cigarette papers sold, a new brand would be a brand that did not appear in an ingredient report made under section 11 of the TRR in the preceding year.

“Year” — This definition would be added to specify that, for the purpose of reporting, a year commences on January 1 of the calendar year.

Definitions to be modified

“Cigar,” “cigarette” and “consumer tobacco product” — These definitions would be updated as a result of the definition of “little cigar” introduced in the 2009 amendments to the TA.

“Consumer tobacco product” — This definition would also be modified to exclude leaf tobacco and kits as these tobacco products are no longer sold on the market.

“Designated tobacco product” — This definition would be updated to exclude leaf tobacco, cigarette tobacco, and tobacco sticks. Emissions testing and reporting would no

considérablement évolué au fil des ans et le RRRT doit en faire état. Deuxièmement, le Ministère a relevé plusieurs lacunes dans les renseignements fournis par les fabricants de tabac, des lacunes possiblement occasionnées par un manque de clarté de certaines des dispositions du RRRT. En outre, on a observé que la fréquence de présentation de certains rapports pourrait être réduite de manière à éliminer les redondances. De plus, les modifications apportées à la LT en 2009 ont été à la base de plusieurs modifications, telles que les nouvelles définitions des termes « petit cigare » et « ingrédients » qui devraient être intégrées dans le RRRT à des fins de cohérence.

Les modifications proposées sont résumées ci-dessous.

a) Article 1 – Définitions

Vu les modifications proposées aux exigences du RRRT, les changements suivants devraient être apportés aux définitions.

Définitions à ajouter

« Année » — Cette définition serait ajoutée pour préciser, aux fins des rapports, qu’une année commence le 1^{er} janvier de l’année civile.

« Nouvelle marque » — Cette définition serait ajoutée pour préciser qu’une nouvelle marque de produits du tabac pour consommation, aux fins des rapports, est une marque qui ne figurait dans aucun rapport de vente présenté aux termes de l’article 13 du RRRT au cours de l’année précédente. Dans le cas des filtres, des tubes et du papier à cigarette vendus, une nouvelle marque s’entendrait d’une marque qui ne figurait pas dans un rapport sur les ingrédients présenté aux termes de l’article 11 du RRRT au cours de l’année précédente.

« Numéro d’enregistrement CAS » — Cette définition serait ajoutée pour préciser, aux fins des rapports sur les ingrédients, qu’un numéro d’enregistrement CAS s’entend du numéro d’identification ayant été attribué à une substance chimique par la Chemical Abstracts Service Division de l’American Chemical Society.

Définitions à modifier

« Cigare », « cigarette » et « produit du tabac pour consommation » — Ces définitions seraient mises à jour en raison de la définition de « petit cigare » figurant dans les modifications apportées à la LT en 2009.

« Fabricant » — Cette définition serait modifiée de manière à exclure une personne ou une entité qui n’emballe, n’étiquette ou ne distribue que des produits du tabac pour le compte d’un fabricant.

« Produit du tabac désigné » — Cette définition serait mise à jour de manière à exclure le tabac en feuille, le tabac à

longer be required for these products (please refer to part 2(o) for further explanation).

“Manufacturer” — This definition would be modified to exclude an individual or entity that only packages, labels or distributes tobacco products on behalf of a manufacturer.

“Smokeless tobacco” — This definition would be modified to mean chewing tobacco, nasal snuff and oral snuff.

“Type of package” — This definition would be updated to reflect newer types of packages that have been introduced in the Canadian market since 2000.

Definitions to be repealed

“Ingredient” — This definition would be repealed as it is no longer needed as a result of the 2009 amendments to the TA, which added the definition of “ingredient.”

“Unit,” “equivalent unit,” “identical products” and “kit” — These definitions would be repealed as they would no longer be needed due to changes in requirements.

(b) Sections 2 to 8 — General Requirements

Current sections 1.1 to 8 of the TRR would be reorganized into new proposed sections 2 to 8 as described below.

Section 2 would be modified to describe the application of the Regulations, while sections 3 to 8 would lay out the general requirements relating to the manner in which the reports required under sections 9 to 24 of the TRR are to be prepared and submitted to the Department.

To respond to inconsistencies in the information submitted by manufacturers in different reports, manufacturers would be required, in section 3, to ensure they use brand names in a uniform manner in all the reports submitted to the Department. Any changes to brand names would have to be reported pursuant to section 13, specifying the previous brand name and the changed brand name.

To facilitate data processing, section 7 would require that all reports under the TRR be submitted electronically. This is in line with the industry’s current reporting practices. The current electronic format that was prescribed for subsection 14.2(6) would be now extended to apply to reports required under subsections 12(7), 14(2) and 14(7).

cigarette et les bâtonnets de tabac. L’analyse et la déclaration des émissions ne seraient plus nécessaires pour ces produits [veuillez consulter la partie 2o) ci-dessous pour de plus amples renseignements].

« Produit du tabac pour consommation » — Cette définition serait aussi modifiée afin de supprimer le tabac en feuilles et les trouses car ces produits du tabac ne sont plus vendus sur le marché.

« Tabac sans fumée » — Cette définition serait mise à jour de manière à tenir compte du tabac à mâcher, du tabac à priser nasal et du tabac à priser oral.

« Type d’emballage » — Cette définition serait mise à jour de manière à tenir compte des nouveaux types d’emballage mis en marché au Canada depuis 2000.

Définitions à abroger

« Ingrédient » — Cette définition serait supprimée, car elle n’est plus nécessaire en raison des modifications apportées à la LT en 2009 qui y inséraient la définition de « ingrédient ».

« Unité », « unité équivalente », « produits identiques » et « trousse » — Ces définitions ne seraient plus nécessaires en raison de modifications apportées aux exigences.

b) Articles 2 à 8 — Exigences générales

Les articles 1.1 à 8 du RRRT seraient réorganisés dans les nouveaux articles 2 à 8 proposés, tel qu’il est décrit ci-dessous.

L’article 2 serait modifié pour décrire l’application du Règlement, tandis que les articles 3 à 8 énonceraient les exigences générales relatives à la manière dont les rapports exigés en vertu des articles 9 à 24 du RRRT doivent être préparés et transmis au Ministère.

Afin de répondre aux incohérences touchant l’information communiquée par les fabricants dans divers rapports, les fabricants seraient tenus, à l’article 3, d’utiliser des noms de marque d’une manière uniforme dans tous les rapports transmis au Ministère. L’inclusion dans les rapports de tout changement aux noms commerciaux serait exigée conformément à l’article 13, l’ancien nom de marque et le nouveau nom de marque devant être précisés.

Pour faciliter le traitement des données, l’article 7 préciserait que tous les rapports exigés aux termes du RRRT devraient être transmis sur support électronique, ce qui est conforme aux pratiques actuelles de l’industrie en matière de transmission de rapports. Le format électronique actuel, prescrit pour le paragraphe 14.2(6), s’appliquerait aussi aux rapports exigés aux termes des paragraphes 12(7), 14(2) et 14(7).

To clarify the laboratory testing reporting requirements, section 4 would specify that tobacco products must be sampled and tested during the period covered by the report.

Following the recommendation of the Standards Council of Canada (SCC), a reference to the International Laboratory Accreditation Cooperation Mutual Recognition Arrangement (ILAC-MRA) would be added in section 5. Laboratories that are accredited by bodies that are signatories to the ILAC-MRA, such as the SCC for Canadian laboratories, are considered to have comparable levels of proficiency. In order to ensure that laboratories used by manufacturers for the purpose of testing tobacco products are accredited for the testing methods prescribed in the TRR, any document issued by the accreditation bodies would have to specify the methods set out in these Regulations for which the laboratory is accredited.

To verify the accuracy of the submitted information, section 6 of the TRR would require that a copy of the laboratory report that was used to prepare a report pursuant to sections 12, 14 and 14.2 of the TRR be submitted to the Department. Manufacturers would also have to provide a copy of the document that demonstrates that the laboratory used was accredited to perform the prescribed tests at the time the tests were carried out.

Authority to require supplementary information is now found in subsection 6(2) of the TA as a result of the 2009 amendments to the TA. As per the proposed new section 8 in the TRR, manufacturers would have to provide any supplementary information that is requested by the Minister within 30 days of receipt of the request.

(c) Section 9 – Manufacturer Profile Report

The following changes would be made to section 9. The title would be replaced by “Manufacturer Profile Report” to better reflect the type of information referred to in this section.

The requirement to provide samples or reasonable facsimiles would be removed, in line with the modernization of the reporting process. Manufacturers of “consumer tobacco products,” as defined in the TRR, would have to provide digital images of their packages and overwraps, of the brand elements found on the tobacco product itself, and of any promotional items (such as information leaflets) found inside the package or that accompanies the package.

In addition, manufacturers of tobacco products, other than products that are defined as “consumer tobacco products” in the TRR, would have to provide a list of all types of tobacco products and the brands that they sell.

Pour clarifier les exigences des rapports sur les analyses de laboratoire, l'article 4 préciserait que les produits du tabac doivent être échantillonnés et analysés au cours de la période visée par le rapport.

Suivant la recommandation du Conseil canadien des normes (CCN), une référence à l'International Laboratory Accreditation Cooperation Mutual Recognition Arrangement (ILAC-MRA) serait ajoutée à l'article 5. Les laboratoires accrédités par des organismes signataires de cette entente, par exemple le CCN dans le cas des laboratoires canadiens, sont réputés posséder des niveaux de compétence semblables. Pour démontrer que les laboratoires auxquels font appel les fabricants à des fins d'analyse des produits du tabac sont accrédités pour les méthodes d'analyse prévues dans le RRRT, tout document délivré par les organismes d'accréditation devrait préciser les méthodes d'analyse énoncées dans le Règlement pour lesquelles le laboratoire est accrédité.

Pour vérifier l'exactitude de l'information soumise, l'article 6 du RRRT exigerait qu'une copie du rapport de laboratoire utilisé pour préparer un rapport visé aux articles 12, 14 et 14.2 du RRRT soit soumise au Ministère. Les fabricants devraient aussi fournir une copie du document qui démontre que le laboratoire utilisé possédait l'accréditation nécessaire pour réaliser les analyses prescrites au moment des essais des produits du tabac.

Le pouvoir d'exiger des renseignements supplémentaires figure au paragraphe 6(2) de la LT depuis les modifications de 2009. Selon le nouvel article 8 du RRRT, les fabricants auraient à fournir toute information supplémentaire demandée par le ministre dans les 30 jours suivant la réception de la demande.

c) Article 9 – Rapport sur le profil du fabricant

Les modifications suivantes seraient apportées à l'article 9. Le titre actuel de cette disposition serait remplacé par « Rapport sur le profil du fabricant » afin de mieux refléter la nature des renseignements qui y sont visés.

L'exigence de présentation d'échantillons ou de représentations raisonnablement fidèles serait éliminée en raison de la modernisation du processus de présentation de rapports. Les fabricants de « produits du tabac pour consommation », tels qu'ils sont définis dans le RRRT, auraient à fournir des images numériques de leurs emballages et suremballages, en plus d'images d'éléments de marque figurant sur le produit du tabac en soi et de tout article promotionnel (des feuillets d'information notamment) inséré à l'intérieur de l'emballage ou qui l'accompagne.

En outre, les fabricants de produits du tabac, autres que les produits définis comme des « produits du tabac pour consommation » dans le RRRT, devraient fournir une liste de tous les types de produits du tabac et des marques

This would allow the Department to identify all tobacco products and their brand names.

To assist the Department in conducting its inspections, in accordance with subsection 35(1) of the TA, manufacturers of tobacco products would have to provide the names and addresses of the warehouses in Canada where their tobacco products are stored for distribution and sale.

(d) Section 10 — Report on Manufacturing

Several tobacco manufacturers have pointed out that section 10 lacks clarity with respect to the information to be provided in a report on the manufacturing of tobacco products.

The Department is therefore proposing to clarify the requirements by specifying that manufacturers must provide, for each brand of consumer tobacco product, filter, mouth tip and cigarette paper that they sell, a detailed description and schematic of the sequential steps involved in the manufacture of the product as well as the conditions and parameters relating to each of those steps. Manufacturers would also have to indicate any steps where additives such as processing aids are used. The manufacturer would be required to provide engineering drawings of the consumer tobacco product, if available.

For cigars, reporting on manufacturing processes would only be required for cigar brands whose sales exceeded one million units in the preceding year. Cigars with low sales volumes are often traditional hand-rolled cigars, and their manufacturing process is fairly basic. Therefore, the manufacturers of most of these products would benefit from an exemption from reporting on their manufacturing processes.

(e) Section 11 — Report on Ingredients

In response to comments from tobacco manufacturers, and as a result of the Department's own observations, the reporting frequency for this section would be changed from quarterly to once a year, and a new provision would be added requiring that the ingredients report for new brands be provided on or before the day that they are sold for the first time. The proposed amendments remove the redundancies associated with the review of the extra three reports per year while allowing a more timely access to reports on new brands that are introduced during the year.

Furthermore, the information on the inventory of tobacco product ingredients would now only be required for cigarette manufacturers. Most of the other consumer tobacco products (less than 5% of the total tobacco products market by sales volume) are imported; hence, the majority of

qu'ils vendent. Ceci permettrait au Ministère d'identifier tous les produits du tabac et leurs marques.

Pour aider le Ministère à mener ses inspections, conformément au paragraphe 35(1) de la LT, les fabricants de produits du tabac devraient fournir les noms et adresses des entrepôts au Canada où leurs produits du tabac sont entreposés à des fins de distribution et de vente.

d) Article 10 — Rapport sur la fabrication

Selon plusieurs fabricants de produits du tabac, les exigences relatives aux renseignements à fournir dans les rapports sur la fabrication des produits du tabac prévues à l'article 10 ne sont pas suffisamment claires.

Le Ministère propose donc d'éclaircir ces exigences en précisant que les fabricants doivent fournir, pour chaque marque de produit du tabac pour consommation, de filtre, d'embout et de papier à cigarettes qu'ils vendent, une description détaillée et un schéma des étapes séquentielles de la fabrication de leurs produits ainsi que des conditions et des paramètres liés à chacune de ces étapes. Les fabricants seraient aussi tenus d'indiquer toutes les étapes où sont utilisés des additifs, tels que des agents technologiques. Le fabricant serait tenu de fournir des dessins techniques du produit du tabac pour consommation, le cas échéant.

Pour les cigares, la production de rapports sur les procédés de fabrication ne serait exigée que pour les marques de cigare dont les ventes ont dépassé le million d'unités au cours de l'année précédente. Les cigares qui affichent de faibles volumes de ventes sont souvent des cigares traditionnels roulés à la main, et leurs procédés de fabrication demeurent passablement simples. En conséquence, les fabricants de la plupart de ces produits pourraient bénéficier d'une exemption liée à l'exigence de production de rapports sur leurs procédés de fabrication.

e) Article 11 — Rapport sur les ingrédients

En réponse aux commentaires des fabricants de tabac et aux propres observations du Ministère, la fréquence de production de rapports en vertu de cet article passerait de quatre fois par année à une fois par année, et une nouvelle disposition exigerait que le rapport sur les ingrédients de nouvelles marques soit présenté au plus tard le jour où elles sont vendues pour la première fois. Les modifications proposées supprimeraient les redondances associées à l'examen des trois rapports supplémentaires par année tout en permettant un accès plus rapide aux rapports sur les nouvelles marques qui sont introduites au cours de l'année.

En outre, seuls les fabricants de cigarettes seraient dorénavant tenus de fournir des renseignements sur l'inventaire des ingrédients d'un produit du tabac. La plupart des autres produits du tabac pour consommation (moins de 5 % du marché total des produits du tabac par volume

the importers of these products cannot provide the required report on inventory (the amount and cost of raw materials purchased, used or stored), as these products are manufactured by foreign suppliers.

The required information about the ingredients of consumer tobacco products has been clarified in the proposed amendments to indicate that the manufacturer must clearly identify each substance used in the manufacture of the ingredients.

The requirements relating to components, i.e. subparagraphs 11(3)(c)(i) to (vi), would be repealed as they become redundant as a result of the addition of the definition of “ingredient” in the TA in 2009.

The required information on filters, namely their specifications (including the pressure drop and filter efficiency of a cigarette), which is currently required under section 11, would be moved to a new subsection under section 10 addressing product specifications. These characteristics are more closely linked to manufacturing processes, wherein tobacco products are manufactured according to product specifications.

(f) Section 12 — Report on Tobacco Constituents

Manufacturers would have to report the percentage of moisture in the consumer tobacco product, determined in accordance with AOAC International Official Method 966.02, entitled *Loss on Drying (Moisture) in Tobacco*, which they use to correct for moisture in the amounts of constituents they report. Currently, the moisture content of consumer tobacco products has to be inferred from the constituents’ data by conducting further calculations. This information is already determined by the laboratory that is conducting the testing on behalf of the manufacturer.

The definition of “identical products” would be modified to clarify which tobacco product brands qualify for exemptions to the requirements in section 12.

(g) Section 13 — Report on Sales of Consumer Tobacco Products

The required information on the sales of cigarette tobacco would be harmonized with that of the other consumer tobacco products by requiring the dollar value of sales.

des ventes) sont importés, d’où le fait que la majorité des importateurs de ces produits ne peuvent fournir le rapport requis sur l’inventaire (le montant et le coût des matières premières achetées, utilisées ou entreposées), du fait que ces produits sont fabriqués par des fournisseurs étrangers.

Les renseignements exigés sur les ingrédients des produits du tabac pour consommation ont été précisés dans les modifications proposées de manière à indiquer que le fabricant doit clairement identifier chaque substance entrant dans la composition des ingrédients.

Les exigences relatives aux composants, qui figurent aux sous-alinéas 11(3)c)(i) à (vi), seraient abrogées, étant donné qu’elles deviennent redondantes à la suite de l’inclusion de la définition du terme « ingrédient » dans la LT en 2009.

Les renseignements sur les filtres, notamment leurs spécifications (en particulier leur perte de charge et leur efficacité), actuellement exigés aux termes de l’article 11, seraient déplacés vers un nouveau paragraphe de l’article 10 traitant des spécifications du produit. Ces caractéristiques sont plus étroitement liées aux procédés de fabrication selon lesquels les produits sont fabriqués en fonction des spécifications.

f) Article 12 — Rapport sur les constituants du tabac

Les fabricants seraient tenus d’indiquer le pourcentage d’humidité de chaque produit du tabac pour consommation, établi à l’aide de la méthode officielle 966.02 de l’AOAC International, intitulée *Loss on Drying (Moisture) in Tobacco*, sur lequel ils se fondent pour ajuster la quantité des constituants déclarés en fonction du degré d’humidité. Actuellement, la teneur en humidité des produits du tabac pour consommation doit être déduite des données sur les constituants à l’aide de calculs supplémentaires. Ces données sont déjà déterminées par le laboratoire qui procède à l’analyse pour le compte du fabricant.

La définition de « produits identiques » serait modifiée de manière à préciser les marques de produits du tabac qui peuvent être soustraites à l’application des exigences de l’article 12.

g) Article 13 — Rapport sur les ventes des produits du tabac pour consommation

Les renseignements requis sur les ventes de tabac à cigarettes seraient harmonisés avec ceux d’autres produits du tabac pour consommation à la suite de l’ajout de l’exigence concernant la valeur des ventes en dollars.

(h) Section 14 — Report on Emissions from Designated Tobacco Products

The tar, nicotine and carbon monoxide emissions and pH levels for cigarettes and kreteks would be reported once a year (measured under both smoking conditions) instead of being reported in two parts (one smoking condition reported on at a six-month interval). The two reports would be consolidated into one, resulting in more timely access to a more comprehensive data set.

In order to qualify for the exemption pursuant to subsection 14(11) of the TRR, manufacturers are required to submit the results of a statistical analysis that demonstrates the existence of a functional linear relationship for both mainstream smoke (released through the mouth end of a designated tobacco product) and sidestream smoke (released from the lit end of a designated tobacco product). The statistical analysis of the sidestream smoke emissions would no longer be required. Over the past decade, only the results of the statistical analysis of mainstream smoke have been considered by the Department in order to determine whether the exemption could be granted.

The exception that allows small manufacturers of cigarettes and kreteks, whose sales are under 1% and 5% of the total market for these types of products respectively, to report every two years would be clarified. For the exception, the manufacturer's sales of cigarettes or kreteks would have to be below the prescribed sales limit for both years covering the two-year period. If the sales limit is exceeded in any one of the two years in the reporting period, the exception would no longer apply.

The exception from emission testing for identical cigarettes and kreteks would be clarified to require that they have identical ingredients (excluding ingredients that are colouring agents used in cigarette papers), have identical dimensions and perform in an identical manner under the same conditions as another brand already being tested.

(i) Section 15 — Report on Research and Development Activities

The requirements would be clarified to require that a manufacturer submit a report on research and development activities in respect of consumer tobacco products that are currently in development and not for sale. This regulatory authority was included in the 2009 amendments (paragraph 7(c.1)) to the TA. Also, a full copy of all research reports relating to research and development activities, regardless of the format used by the manufacturer (e.g. slides, email, meeting notes), would be required. This requirement would also be applicable to the full copy

h) Article 14 — Rapport sur les émissions des produits du tabac désignés

Les émissions de goudron, de nicotine et de monoxyde de carbone, de même que les niveaux de pH des cigarettes et des kreteks seraient déclarés une fois par année (mesurés selon les deux conditions du fumage) au lieu d'être déclarés en deux parties (une condition de fumage déclarée à un intervalle de six mois). Les deux rapports seraient regroupés en un seul, ce qui permettrait un accès plus rapide à des données plus complètes.

Afin de bénéficier de l'exemption au terme du paragraphe 14(11) du RRRT, les fabricants sont tenus de présenter les résultats d'une analyse statistique visant à démontrer l'existence d'un lien fonctionnel linéaire dans le cas de la fumée principale (libérée à l'embout du produit du tabac désigné) et de la fumée latérale (provenant de l'extrémité allumée du produit du tabac désigné). L'analyse statistique des émissions de fumée latérale ne serait plus requise. Au cours de la dernière décennie, seuls les résultats de l'analyse statistique de la fumée principale ont été considérés par le Ministère pour déterminer si l'exemption pouvait être accordée.

L'exception qui permet aux petits fabricants de cigarettes et de kreteks, dont les ventes représentent respectivement moins de 1 % et de 5 % de l'ensemble du marché lié à ces types de produits, de présenter un rapport tous les deux ans serait éclaircie. Aux fins de l'exception, les ventes de cigarettes ou de kreteks du fabricant devraient être inférieures à la limite de ventes prescrite pour les deux années visées par la période du rapport. Si cette limite est dépassée au cours de l'une ou l'autre des deux années de la période de déclaration, l'exception ne s'appliquerait plus.

L'exception de l'essai des émissions concernant les cigarettes et les kreteks identiques serait éclaircie, à savoir que les produits devraient contenir des ingrédients identiques (à l'exclusion des ingrédients qui sont des agents colorants dans les papiers à cigarettes), avoir des formats identiques et donner des résultats identiques dans les mêmes conditions à une autre marque déjà soumise à des essais.

i) Article 15 — Rapport sur les activités de recherche et de développement

Les exigences seraient clarifiées de manière à ce qu'un fabricant soit tenu de fournir des renseignements sur les activités de recherche et de développement en lien avec des produits du tabac pour consommation en développement et qui ne sont pas commercialisés. Ce pouvoir est inclus dans les modifications apportées en 2009 [alinéa 7c.1]) à la LT. De plus, le texte intégral de tous les rapports des activités de recherche et de développement, quel que soit le format utilisé par le fabricant (par exemple diapositives, courriels, notes de réunion), devrait être fourni.

of progress reports, synopses or outlines made in respect of research and development activities that are not complete.

If no research and development activities have been conducted during the reporting period, the manufacturer would be required to notify the Department by providing a statement to that effect. The reports on research and development activities are expected to provide valuable insight into tobacco products that are available on the Canadian market and new products that are in development.

(j) Sections 16 to 24 — Reports on Promotional Activities

The requirements in section 16 to submit information on a semi-annual basis on promotional activities, as described in sections 17 to 24, by province and by brand family and, where applicable, by brand, would be removed to be included in each of sections 17 to 24. The requirement in section 16 to provide semi-annual reports with the required national totals for all promotional activities would be removed. Reporting frequencies of sections 17 to 24 would be decreased from quarterly to semi-annually. Section 18, dealing with reports on tobacco sponsorship promotions, would be repealed, as sponsorship promotion has been prohibited pursuant to the TA since October 1, 2003. Section 21 would be repealed, as no promotional activities relating to services have ever been reported or observed. For better tracking of the submission of reports on promotional activities, manufacturers would have to notify the Department if no promotional activity is undertaken for that reporting period.

The requirements under sections 17 to 24 would be updated to reflect the current practices used by tobacco manufacturers to promote their products. Manufacturers would have to report the amount of a consideration and, if a consideration other than money is given, describe the consideration and its money value when it is given in exchange for any promotional activity as set out in sections 18 and 22. Digital images instead of reasonable facsimiles or photographs of any promotional material referred to in sections 17, 18, 19 and 22 would be required to be submitted. The new proposed section 18 (Report on Advertising on Signs) would specify additional requirements with respect to advertisements on signs permitted by section 22 of the TA that are currently captured under paragraph 22(d) of the TRR.

The requirements under section 20 (Report on Packaging Expenses) would be updated to include the costs of the packaging material along with the other materials, such as the carton, foil or cellophane, that are used to make the final product package. This information would be required

Cette exigence s'appliquerait également au texte intégral des rapports d'étapes, des synopsis ou des plans élaborés se rapportant aux activités de recherche et de développement qui ne sont pas terminées.

Si aucune activité de recherche et de développement n'a été menée pendant la période de déclaration, le fabricant serait tenu d'en aviser le Ministère au moyen d'une déclaration à cet égard. Les rapports sur les activités de recherche et de développement devraient contenir des renseignements très utiles sur les produits du tabac en vente sur le marché canadien et ceux qui sont en développement.

j) Articles 16 à 24 — Rapports sur les activités de promotion

Les exigences de l'article 16 liées à la présentation semestrielle de renseignements sur les activités de promotion, par province et par famille de marques et, le cas échéant, par marque, comme le décrivent les articles 17 à 24, seraient supprimées pour être incluses dans chacun des articles 17 à 24. L'exigence de l'article 16 concernant la présentation de rapports semestriels sur les totaux nationaux pour toutes les activités promotionnelles serait supprimée du fait que la fréquence de déclaration prévue aux articles 17 à 24 passerait d'une fois par trimestre à une fois par semestre. L'article 18, qui traite des rapports sur les promotions de commandite du tabac, serait abrogé, puisqu'une telle promotion est interdite depuis le 1^{er} octobre 2003 aux termes de la LT. L'article 21 serait aussi abrogé, puisqu'aucune activité de promotion liée aux services n'a été déclarée ou observée à ce jour. Pour faciliter le suivi des rapports sur les activités de promotion, les fabricants qui n'entreprennent aucune activité de promotion pendant la période de déclaration devraient en aviser le Ministère.

Les exigences des articles 17 à 24 seraient mises à jour en fonction des pratiques de promotion actuelles des fabricants de tabac. Les fabricants devraient déclarer le montant de la contrepartie et, lorsqu'elle n'est pas en espèces, décrire celle-ci et sa valeur en argent quand elle est donnée en échange des activités de promotion visées aux articles 18 et 22. Les fabricants devraient en outre présenter des images numériques (au lieu des photos ou des représentations passablement fidèles) de tout élément promotionnel dont il est question aux articles 17, 18, 19 et 22. Le nouvel article 18 (Rapport sur l'annonce par affichage) préciserait les nouvelles exigences relatives à la publicité par affichage autorisée par l'article 22 de la LT qui est actuellement visée par l'alinéa 22d) du RRRT.

Les exigences de l'article 20 (Rapport sur les dépenses liées à l'emballage) seraient mises à jour afin que les coûts liés à l'emballage englobent le coût du matériel d'emballage en plus de celui des autres matériels, comme le carton, le papier d'aluminium ou le cellophane, utilisés pour

for cigarettes, cigarette tobacco, little cigars and smokeless tobacco. The requirement for packaging costs for pipe tobacco, cigars, bidis and kreteks would be removed, as these products are mostly packaged outside of Canada and they are imported products. Therefore, information on these packaging costs is of limited value to the Department.

The requirements under section 22 (Report on Signs, Displays and Other Promotions at Retail) would be modified to require that all promotions at retail relating to the use of signs, display units and any other types of promotions are to be reported on. Currently, manufacturers only report promotions that appear on signs at retail.

(k) Health Canada official methods

The TRR prescribe a number of Health Canada official methods for the testing of tobacco products, namely the T-100, T-200, T-300, T-400 and T-500 series. Over the last few years, the Department has worked to update these methods in consultation with interested stakeholders, namely manufacturers of tobacco products and tobacco testing laboratories. The Health Canada official methods would be replaced by the December 31, 2016, versions.

Four new methods, namely T-111B, T-203B, T-209B, and T-309B, would be added to Schedules 1, 2 and 3 of the TRR. These methods were updated to use the most recent testing technology for tobacco-specific nitrosamines (TSNAs) and benzo[a]pyrene in smoke emissions and in whole tobacco.

(l) Consequential amendments to the *Tobacco Products Information Regulations*

Schedule 2 (Official Methods for the Collection of Data on Toxic Constituents in Chewing Tobacco and Snuff) of the *Tobacco Products Information Regulations* would be amended to include the December 31, 2016, version of methods T-301, T-306 and T-309A (previously T-309). An additional method, T-309B, that is an alternate method to T-309A, would be included in the Schedule for consistency with the amended TRR.

(m) International standards and test methods

The references to international standards, such as ISO standards, that are prescribed in the TRR would be revised to reflect the latest versions. Henceforth, those references would be ambulatory; therefore, the latest version of the standard would apply.

fabriquer l'emballage final. Ces renseignements seraient requis pour les cigarettes, le tabac à cigarette, les petits cigares et le tabac sans fumée. L'exigence relative aux coûts d'emballage du tabac à pipe, des cigares, des bidis et des kreteks serait supprimée, car ces produits sont principalement emballés à l'extérieur du Canada et ils sont importés. En conséquence, l'information sur ces coûts d'emballage a une valeur limitée pour le Ministère.

Les exigences de l'article 22 (Rapport sur l'affichage, l'exposition et la promotion dans un établissement de vente au détail) seraient clarifiées pour que des promotions au détail liées à l'utilisation d'affiches, de présentoirs et d'autres types de promotion au détail fassent l'objet de rapports. Actuellement, les fabricants transmettent des rapports visant seulement la promotion sur des affiches aux points de vente.

k) Méthodes officielles de Santé Canada

Le RRRT prescrit un certain nombre de méthodes officielles de Santé Canada relatives aux essais à effectuer sur les produits du tabac, notamment aux méthodes des séries T-100, T-200, T-300, T-400 et T-500. Au cours des dernières années, le Ministère a mis à jour ces méthodes, de concert avec les intervenants intéressés, notamment les fabricants de produits du tabac et les laboratoires d'analyse des produits du tabac. Les méthodes officielles de Santé Canada seraient remplacées par leurs versions du 31 décembre 2016.

Quatre nouvelles méthodes, notamment les méthodes T-111B, T-203B, T-209B et T-309B, seraient ajoutées aux annexes 1, 2 et 3 du RRRT. Ces méthodes correspondent aux toutes dernières technologies d'analyse des nitrosamines propres au tabac et du benzo[a]pyrène présent dans les émissions de fumée et dans le tabac entier.

l) Modifications corrélatives apportées au *Règlement sur l'information relative aux produits du tabac*

L'annexe 2 (Méthodes officielles de collecte de données sur les constituants toxiques dans le tabac à mâcher et le tabac à priser) du *Règlement sur l'information relative aux produits du tabac* serait modifiée pour y inclure des versions du 31 décembre 2016 des méthodes T-301, T-306 et T-309A (précédemment T-309). Une méthode supplémentaire, soit la T-309B, qui peut remplacer la méthode T-309A, serait ajoutée à l'annexe aux fins d'uniformité avec les modifications au RRRT.

m) Normes et méthodes d'analyse internationales

Les renvois aux normes internationales, comme les normes ISO, qui sont prescrites dans le RRRT seraient révisés de manière à ce qu'ils cadrent avec les dernières versions de ces normes. Dorénavant, ces renvois seraient dynamiques et la dernière version des normes s'appliquerait.

(n) Requirements relating to the sampling and testing of tobacco products

Sections 12, 14 and 14.2 of the TRR currently require manufacturers to sample and test some of their tobacco products and report the results of those tests to the Department. These sections also specify that identical products need not be tested. The criteria for determining whether a product is an identical product to another one have been included in each of these sections.

The requirements for the sampling of tobacco products would be clarified in sections 12, 14 and 14.2 to specify how each of the types of tobacco products is to be sampled for testing. In section 12, cigarettes, bidis, little cigars, cigars and kreteks would be sampled in accordance with the ISO 8243 standard, entitled *Cigarettes – Sampling*, with the appropriate modification to the application of the method. Cigarette tobacco and pipe tobacco would be sampled as per the ISO 15592-1 standard, entitled *Fine-cut tobacco and smoking articles made from it – Methods of sampling, conditioning and analysis – Part 1: Sampling*. The same sampling requirements would apply in section 14 in the case of designated tobacco products and section 14.2 in the case of cigarettes. The proposed modification is expected to clarify the sampling requirements for each type of tobacco product.

(o) Emissions testing of cigarette tobacco, leaf tobacco and tobacco sticks

The designated tobacco products, namely cigarette tobacco, leaf tobacco and tobacco sticks, must be assembled into equivalent units of cigarettes for the purpose of emissions testing pursuant to the requirements of section 14 (Report on Emissions from Designated Tobacco Products). The prescribed methods for the preparation of equivalent units of cigarettes for emissions testing are (i) the Canadian General Standards Board standard CAN/CGSB-176.1-92, entitled *Preparation of Cigarettes from Cigarette Tobacco for Testing*, and (ii) Health Canada Official Method T-401, entitled *Preparation of Cigarettes from Leaf Tobacco for Testing*. In 2010, manufacturers pointed out that there were significant issues with the prescribed methods. In their opinion, the prescribed methods could not be used to make equivalent units of cigarettes from expanded tobacco (currently the dominant type of tobacco in cigarette tobacco), as they were developed for regular cigarette tobacco that was the main type of tobacco used prior to 2001. Furthermore, the filter material prescribed in the method to make equivalent units of cigarettes is no longer commercially available. Therefore, in the absence of a suitable alternative method, the Department has decided to withdraw the requirement for emissions testing for cigarette tobacco, leaf tobacco and tobacco sticks.

n) Exigences relatives à l'échantillonnage et à l'essai des produits du tabac

Les articles 12, 14 et 14.2 du RRRT exigent actuellement des fabricants qu'ils échantillonnent et mettent à l'essai certains de leurs produits du tabac et transmettent les résultats au Ministère. Ces articles précisent en outre que les produits identiques n'ont pas à être soumis à l'essai. Les critères servant à déterminer si deux produits sont identiques ou non sont énoncés dans chacun des articles.

Les exigences relatives à l'échantillonnage des produits du tabac seraient clarifiées aux articles 12, 14 et 14.2 afin de préciser la manière dont chacun des types de produits du tabac doit être échantillonné aux fins d'essai. À l'article 12, les cigarettes, les bidis, les petits cigares, les cigares et les kreteks seraient échantillonnés conformément à la norme ISO 8243 intitulée *Cigarettes – Échantillonnage* en tenant compte de la modification appropriée apportée à l'application de la méthode. Le tabac à cigarette et le tabac à pipe seraient échantillonnés selon la norme ISO 15592-1 intitulée *Tabac à rouler et articles confectionnés à partir de ce type de tabac – Méthodes d'échantillonnage, de conditionnement et d'analyse – Partie 1: Échantillonnage*. Les mêmes exigences d'échantillonnage s'appliqueraient à l'article 14 pour les produits du tabac désignés et à l'article 14.2 pour ce qui est des cigarettes. La modification proposée devrait permettre de clarifier les exigences d'échantillonnage pour chaque type de produit du tabac.

o) Analyse des émissions du tabac à cigarettes, du tabac en feuilles et des bâtonnets de tabac

Parmi les produits du tabac désignés, le tabac à cigarette, le tabac en feuilles et les bâtonnets de tabac doivent être assemblés en unités équivalentes de cigarettes aux fins d'essais pour déterminer les émissions dégagées par ces produits selon les exigences de l'article 14 (Rapport sur les émissions des produits du tabac désignés). Les méthodes prévues pour la préparation des unités équivalentes de cigarettes sont (i) la norme de l'Office des normes générales du Canada CAN/ONGC-176.1-92, intitulée *Préparation des cigarettes à l'aide de tabac aux fins d'essais*, et (ii) la méthode officielle T-401 de Santé Canada, intitulée *Préparation des cigarettes à l'aide de tabac en feuilles préemballé aux fins d'essais*. En 2010, les fabricants ont indiqué qu'il y avait des problèmes importants dans ces méthodes. Selon eux, les méthodes prescrites ne peuvent pas être utilisées pour préparer des cigarettes équivalentes à partir de tabac expansé (actuellement le type principal de tabac dans le tabac à cigarettes), puisqu'elles étaient conçues pour le tabac de cigarettes régulier qui prédominait avant 2001. En outre, le matériel du filtre prescrit dans la méthode pour préparer des unités équivalentes de cigarettes n'est plus en vente dans le commerce. Par conséquent, en l'absence d'une méthode de rechange convenable, le Ministère a décidé de retirer l'exigence d'essai des émissions du tabac à cigarettes, du tabac en feuilles et des bâtonnets de tabac.

“One-for-One” Rule

Certain proposed amendments would increase administrative costs to businesses while others would decrease these costs. The overall impact of the proposed amendments would be a net increase in the administrative costs.

Forty businesses (13 medium/large and 27 small) would be affected by the regulatory proposal. The bulk of the savings result from the reduction of the reporting frequencies in sections 11 and 16 to 24 of the TRR. The costs mostly originate from new or updated requirements in sections 9, 10 and 17 to 24. The estimates also include the costs that the manufacturers of tobacco products would have to assume in order to learn about the amended requirements and costs relating to the retrieval of information for reporting purposes.

Based on calculations carried out using the Standard Cost Model methodology, these regulatory changes have been estimated to result in an annualized average increase in total administrative costs to all businesses subject to the Regulations of a present value of approximately \$4,021 or \$101 per business. This estimate is expressed in constant 2012 Canadian dollars, using a 7% rate discount over 10 years.

The table below shows the breakdown of the costs by the general changes to the Regulations.

Change in requirement	Total Present Value (All Businesses)	Annualized Average (All Businesses)
Costs		
Learning about the changes to the Regulations This activity takes into account the one-time cost to businesses to attend information sessions on the amended Regulations.	\$53,010	\$7,550
Section 9 – Report on manufacturer profile Costs relating to the reporting of digital images of all existing brands of consumer tobacco products.	\$59,880	\$8,530
Section 9 – Report on manufacturer profile Costs relating to reporting of digital images of new consumer tobacco products.	\$40,470	\$5,760

Règle du « un pour un »

Certaines modifications proposées augmenteraient les coûts administratifs des entreprises tandis que d'autres diminueraient ces coûts. L'impact global des modifications proposées serait une augmentation nette des coûts administratifs.

Quarante entreprises (13 moyennes/grandes et 27 petites) seraient touchées par le projet de règlement. La majeure partie des économies s'explique par la réduction de la fréquence des rapports aux articles 11 et 16 à 24 du RRRT. Il en résulte par contre aussi des coûts, principalement attribuables aux exigences nouvelles ou mises à jour aux articles 9, 10 et 17 à 24. L'estimation englobe également les coûts que devraient assumer les fabricants de produits du tabac afin de s'enquérir des modifications apportées aux exigences, ainsi que des coûts liés à l'extraction des renseignements à des fins de la transmission de rapports.

En fonction des calculs effectués selon la méthodologie du Modèle des coûts standard, on estime que ces modifications réglementaires entraîneraient une augmentation moyenne annualisée des coûts administratifs totaux pour toutes les entreprises assujetties au Règlement de l'ordre d'environ 4 021 \$ en valeur actualisée, soit l'équivalent de 101 \$ par entreprise. Cette estimation, exprimée en dollars canadiens constants de 2012, est fondée sur un taux d'actualisation de 7 % sur une période de 10 ans.

Le tableau suivant présente la répartition des coûts en fonction des modifications générales apportées au Règlement.

Modification de l'exigence	Valeur actualisée totale (toutes les entreprises)	Moyenne annualisée (toutes les entreprises)
Coûts		
Prendre connaissance des modifications au Règlement Activité tenant compte des coûts que les entreprises doivent déboursier pour assister aux séances d'information sur le règlement modifié.	53 010 \$	7 550 \$
Article 9 – Renseignements sur le fabricant Coûts liés à la présentation d'images numériques pour toutes les marques existantes de produits du tabac pour consommation.	59 880 \$	8 530 \$
Article 9 – Renseignements sur le fabricant Coûts liés à la présentation d'images numériques pour les nouveaux produits du tabac pour consommation.	40 470 \$	5 760 \$

Change in requirement	Total Present Value (All Businesses)	Annualized Average (All Businesses)
Costs — Continued		
Costs relating to the retrieval of existing consumer tobacco products for which a digital image is required.	\$29,920	\$4,260
Section 10 — Report on manufacturing Costs relating to the reporting of updated manufacturing processes (on the basis of clarified requirements) for all brands except for cigar brands whose sales volume is under a million units annually.	\$104,760	\$14,920
Section 11 — Report on ingredients Costs relating to the new requirement for businesses to provide an ingredient report for each new brand of consumer tobacco product on or before the day the manufacturer first sells a new brand in a year.	\$29,590	\$4,210
Section 13 — Report on sales of consumer tobacco products Costs relating to the new requirement to provide the dollar amount of the sales information for cigarette tobacco only.	\$41,570	\$5,920
Section 15 — Report on research and development activities Costs relating to the new requirement to provide full copies of reports on research and development activities.	\$20,700	\$2,950
Sections 17 to 24 — Reports on promotional activities Costs relating to the new requirements.	\$171,880	\$24,470
Total costs	\$551,770	\$78,560
Savings		
Section 11 — Report on ingredients Cost savings relating to the change in the frequency of the reporting from quarterly to annually.	\$304,095	\$43,295

Modification de l'exigence	Valeur actualisée totale (toutes les entreprises)	Moyenne annualisée (toutes les entreprises)
Coûts (suite)		
Coûts liés à la récupération des produits du tabac pour consommation existants pour lesquels une image numérique est requis.	29 920 \$	4 260 \$
Article 10 — Rapport sur la fabrication Coûts liés à la présentation de procédés de fabrication révisée (conformément aux exigences plus claires) pour toutes les marques à l'exception des cigares dont le volume de ventes est inférieur à un million d'unités par année.	104 760 \$	14 920 \$
Article 11 — Rapport sur les ingrédients Coûts liés à la nouvelle exigence pour les entreprises de présenter un rapport sur les ingrédients pour chaque nouvelle marque de produit du tabac pour consommation au plus tard à la date à laquelle le fabricant met en vente la nouvelle marque pour la première fois au cours d'une année.	29 590 \$	4 210 \$
Article 13 — Rapport sur les ventes des produits du tabac pour consommation Coûts liés à la nouvelle exigence de présenter le montant des ventes pour le tabac à cigarettes seulement.	41 570 \$	5 920 \$
Article 15 — Rapport sur les activités de recherche et de développement Coûts liés à la nouvelle exigence de présenter des documents complets sur les activités de recherche et de développement.	20 700 \$	2 950 \$
Articles 17 à 24 — Rapports sur les activités de promotion Coûts liés aux nouvelles exigences.	171 880 \$	24 470 \$
Total des coûts	551 770 \$	78 560 \$
Économies		
Article 11 — Rapport sur les ingrédients Économies liées à la modification de la fréquence de présentation des rapports d'une fois par trimestre à une fois par année.	304 095 \$	43 295 \$

Change in requirement	Total Present Value (All Businesses)	Annualized Average (All Businesses)
Savings – Continued		
Section 14 – Report on emissions from designated tobacco products Cost savings resulting from the removal of the requirement of providing a report for cigarette tobacco, leaf tobacco and tobacco sticks.	\$3,475	\$495
Sections 16 to 24 – Reports on promotional activities Cost savings as a result of a reporting frequency decrease from quarterly to semi-annually. The requirements in section 16 would be removed.	\$201,825	\$28,735
Total savings	\$509,395	\$72,525
Net cost	\$42,380	\$6,034¹

Small business lens

The total cost of the proposed Regulations is estimated to be less than \$1M and the small business costs have been determined not to be disproportionately large. Therefore, the small business lens does not apply.

Consultation

As per the *Cabinet Directive on Regulatory Management*, affected and interested parties have been consulted during the development of this regulatory proposal in order to provide them with opportunities to provide input.

Consultation on the proposed amendments

On February 29, 2008, a consultation letter entitled “Proposal to Amend the *Tobacco Reporting Regulations*” was mailed to 75 stakeholders, consisting of 45 tobacco product manufacturers, 28 non-governmental organizations (NGOs) and 2 tobacco testing laboratories.

Manufacturers of tobacco products were in favour of reducing the reporting frequency in section 11 on ingredients from quarterly to annually, of reducing the reporting frequency in section 14 on emissions from three

¹ When expressed in constant 2012 Canadian dollars using a discount rate of 7% given the introduction of the proposed amendment in 2018, the annualized average of \$6,034 is equal to \$4,021 (as reported in the “One-for-One Rule” section).

Modification de l'exigence	Valeur actualisée totale (toutes les entreprises)	Moyenne annualisée (toutes les entreprises)
Économies (suite)		
Article 14 – Rapport sur les émissions des produits du tabac désignés Économies liées à la suppression de l'exigence de présenter un rapport pour le tabac à cigarettes, le tabac en feuilles et les bâtonnets de tabac.	3 475 \$	495 \$
Articles 16 à 24 – Rapports sur les activités de promotion Économies liées à la diminution de la fréquence de présentation des rapports d'une fois par trimestre à une fois par semestre. Les exigences de l'article 16 seraient retirées.	201 825 \$	28 735 \$
Total des économies	509 395 \$	72 525 \$
Coût net	42 380 \$	6 034 \$¹

Lentille des petites entreprises

Le coût total du projet de règlement devrait être inférieur à un million de dollars, et le coût pour les petites entreprises a été déterminé comme n'étant pas disproportionnellement élevé. Par conséquent, la lentille des petites entreprises ne s'applique pas.

Consultation

Conformément à la *Directive du Cabinet sur la gestion de la réglementation*, les parties concernées et intéressées ont été consultées au cours de la période de rédaction de ce projet de règlement pour leur laisser l'occasion de faire part de leurs idées à cet égard.

Consultation sur les modifications proposées

Le 29 février 2008, une lettre de consultation intitulée « Proposition visant à modifier le *Règlement sur les rapports relatifs au tabac* » a été envoyée par la poste à 75 intervenants, soit 45 fabricants de produits du tabac, 28 organisations non gouvernementales (ONG) et 2 laboratoires d'analyse du tabac.

Les fabricants de produits du tabac étaient favorables à la réduction de la fréquence des rapports sur les ingrédients (article 11) d'une fois par trimestre à une fois par année, à la réduction de la fréquence des rapports sur les émissions

¹ Exprimée en dollars canadiens constants de 2012 en appliquant un taux d'actualisation de 7 %, étant donné que le règlement modifié entrerait en vigueur en 2018, la valeur actualisée de 6 034 \$ est égale à 4 021 \$ (comme en fait foi la section intitulée “Règle du « un pour un »”).

reports to two reports annually, and of reducing the reporting frequency in sections 17 to 24 on promotional activities from quarterly to semi-annually. Furthermore, they also supported the proposed changes relating to clarifying the requirements of section 11 on ingredients.

The proposals to require additional documentation such as laboratory reports and full copies of research and development activities were received unfavourably by tobacco manufacturers.

NGOs agreed with the proposal with regard to section 22 (Display at Retail) of the TRR that would require information on any consideration given to retailers by manufacturers to promote tobacco products. They also supported the proposed changes to section 20 (Packaging) of the TRR that would require manufacturers to also provide the cost of market research, development of packaging and package design.

The removal of section 5 on alternative methods as recommended by the SJCSR did not garner support from tobacco industry stakeholders. The tobacco industry argued that there is value in Health Canada retaining flexibility to authorize minor variations in testing methods or to agree to the use of alternative or new methodologies that have been appropriately validated. The Department considered this input; however, it could not maintain these requirements in light of the SJCSR opinion that they were inconsistent with the regulatory authority granted in the TA.

During the consultation, the tobacco industry also recommended the removal of sections 6 to 8 whereby the Minister may require additional information from manufacturers. These sections would be repealed with this regulatory proposal; however, authority to require supplementary information is now found in subsection 6(2) of the TA as a result of the 2009 amendment to the TA. As per the new proposed section 8 in the TRR, manufacturers would have to provide any supplementary information that is requested by the Minister within 30 days of receipt of the request.

Consultations on Health Canada official methods

In February 2007, draft versions of the updated methods were sent out to stakeholders for comment. The Department took each response into consideration to ensure that the official methods were updated to improve clarity and include recent improvements in laboratory practices and technology. In a follow-up consultation in 2009, relating to the compliance costs of the updated methods, the stakeholders noted that there would not be any significant

(article 14) de trois rapports par année à deux rapports par année, et à la réduction de la fréquence des rapports sur les activités de promotion (articles 17 à 24) d'une fois par trimestre à une fois par semestre. Ils ont aussi appuyé les modifications proposées pour clarifier les exigences de l'article 11 sur les ingrédients.

Les propositions visant à exiger des documents additionnels, tels que les rapports de laboratoires et les copies complètes sur les activités de recherche et de développement, ont reçu un accueil défavorable de la part des fabricants de tabac.

Les ONG ont soutenu la proposition portant sur l'article 22 (Affiches et exposition aux points de vente) du RRRT, qui exigerait que les renseignements sur les contreparties données aux détaillants pour la promotion des produits du tabac soient soumis. Elles ont également appuyé les modifications proposées à l'article 20 (Emballage) du RRRT selon lesquelles les fabricants seraient aussi tenus de fournir un rapport sur le coût des études de marché ainsi que de la conception et la fabrication de l'emballage.

Les intervenants de l'industrie du tabac ne se sont pas prononcés en faveur de la suppression de l'article 5, qui avait été recommandée par le CMPER, concernant les autres méthodes. Le secteur du tabac a répondu qu'il était avantageux que Santé Canada conserve une certaine souplesse pour autoriser de petites modifications aux méthodes d'essai ou pour permettre l'utilisation d'autres méthodes ou de nouvelles méthodes qui ont été approuvées. Le Ministère a tenu compte des commentaires reçus, mais n'a pas pu conserver ces exigences, le CMPER étant d'avis qu'elles ne concordaient pas avec le pouvoir conféré par la LT.

Au cours de la consultation, le secteur du tabac a aussi recommandé la suppression des articles 6 à 8, en vertu desquels le ministre peut demander aux fabricants de fournir des renseignements additionnels. Ces articles seraient abrogés par la présente initiative; toutefois, le pouvoir d'exiger des renseignements supplémentaires figure maintenant au paragraphe 6(2) de la LT en raison des modifications apportées à la LT en 2009. Selon le nouvel article 8 proposé du RRRT, les fabricants seraient tenus de présenter les renseignements supplémentaires dans les 30 jours suivant la date de réception d'une demande du ministre.

Consultations sur les méthodes officielles de Santé Canada

En février 2007, les versions préliminaires des méthodes mises à jour ont été envoyées aux intervenants aux fins de commentaires. Le Ministère a tenu compte de chaque réponse pour faire en sorte que les méthodes officielles soient mises à jour de sorte à accroître la clarté et à y inclure les dernières améliorations relatives aux pratiques et à la technologie de laboratoire. Lors d'une consultation de suivi en 2009 portant sur les coûts de conformité liés

additional compliance costs. Finally, an additional consultation in 2012 on the addition of three new methods to test for tobacco-specific nitrosamines yielded no comments from the stakeholders.

Rationale

The TRR, introduced in 2000, set out the requirements for the reporting of information on the sales, manufacturing processes, ingredients, constituents, emissions of tobacco products, as well as on research and promotional activities undertaken by tobacco manufacturers. The Regulations support the overall goals of the FTCS, by providing the Department with timely and relevant information about the tobacco market. This information has been used to inform various policy decisions and the implementation of effective tobacco control strategies to protect the health of Canadians.

Following its review of the Regulations, the SJCSR made several recommendations regarding definitions and requirements that needed clarification, inconsistencies identified between the English and French versions and, most importantly, the requirements of sections 5 to 8 of the Regulations, which in their opinion, were inconsistent with the regulatory authority granted in the TA.

In line with the life-cycle approach of regulation making, as recommended in the *Cabinet Directive on Regulatory Management*, the Department also conducted a thorough review of the TRR in order to assess their effectiveness, efficiency and accountability. As a result, changes to address certain redundancies and discrepancies in the requirements and to align the requirements with the 2009 amendments to the TA are proposed.

The proposed amendments to the TRR would address the recommendations of the SJCSR and update the requirements as a result of the Department's review of the Regulations. Proposed amendments would (i) eliminate redundancies, including reducing the reporting frequency of certain reports; (ii) update the requirements such that they reflect current practices; (iii) allow for reports on new products to be provided in a timelier manner; and (iv) update the testing methods to reflect technological advances.

Stakeholders were consulted in 2008 to seek comments on the proposed amendments to the TRR. In general, NGOs agreed with the proposal with regard to section 22 (Display at Retail) of the TRR that would require information on any consideration given to retailers by manufacturers to promote tobacco products. They also supported the proposed changes to section 20 (Packaging) of the TRR that would require manufacturers to also provide the cost

aux méthodes mises à jour, les intervenants ont souligné qu'il n'y aurait pas d'autres coûts importants en matière de conformité. Enfin, aucun commentaire n'a été formulé lors de la consultation additionnelle de 2012 sur l'ajout de trois nouvelles méthodes pour l'essai des nitrosamines propres au tabac.

Justification

Le RRRT, adopté en 2000, énonce les exigences concernant la transmission de rapports sur les ventes, les procédés de fabrication, les ingrédients, les constituants, les émissions dégagées par les produits du tabac, de même que sur les activités de recherche et de promotion entreprises par les fabricants de tabac. Le Règlement soutient les objectifs généraux de la SFLT, car il permet au Ministère d'obtenir des renseignements opportuns et pertinents sur le marché du tabac. Ces renseignements ont été utilisés pour orienter plusieurs décisions concernant les politiques, de même que la mise en place de mesures de lutte au tabagisme efficaces afin de protéger la santé des Canadiens.

À la suite d'un examen du Règlement, le CMPER a formulé plusieurs recommandations concernant l'éclaircissement de définitions et d'exigences, des incohérences entre les versions anglaise et française et, surtout, l'incompatibilité des exigences, selon lui, des articles 5 à 8 du Règlement avec les pouvoirs réglementaires accordés aux termes de la LT.

Conformément à l'approche de réglementation fondée sur le « cycle de vie » recommandée dans la *Directive du Cabinet sur la gestion de la réglementation*, le Ministère a aussi examiné en profondeur le RRRT afin d'en évaluer l'efficacité, l'efficience et la responsabilité. Ainsi, des modifications qui élimineraient certaines redondances et incompatibilités touchant les exigences du Règlement ont été relevées. D'autres modifications qui permettraient d'harmoniser les exigences avec les modifications apportées à la LT en 2009 ont aussi été recommandées.

Les modifications proposées au RRRT visent à donner suite aux recommandations du CMPER et à mettre à jour les exigences découlant de l'examen réalisé par le Ministère. Les modifications proposées visent (i) l'élimination des redondances, y compris la réduction de la fréquence de présentation de certains rapports; (ii) la mise à jour des exigences pour qu'elles tiennent compte des pratiques actuelles; (iii) la présentation plus opportune des rapports sur les nouveaux produits; (iv) la mise à jour des méthodes d'essais en fonction des percées technologiques.

Les intervenants ont été consultés en 2008 afin d'obtenir des commentaires sur les modifications proposées visant le RRRT. En général, les ONG ont soutenu la proposition portant sur l'article 22 (Affiches et exposition aux points de vente) du RRRT, qui exigerait que les renseignements sur les contreparties données aux détaillants pour la promotion des produits du tabac soient soumis. Elles ont également appuyé les modifications proposées à l'article 20

of market research, development of packaging and package design. Tobacco manufacturers were in support of a reduction in certain reporting frequencies while they were not favourable to the proposed requirement of submitting full reports instead of a summary report under section 15 of the TRR (Research Activities). Furthermore, the proposed repeal of section 5 deemed *ultra vires* by the SJCSR did not receive support from tobacco manufacturers, as it would no longer allow the use of alternative methods for the testing of tobacco products for the purposes of reporting. Affected stakeholders were also consulted on the proposed updates to the Health Canada's Official Methods on numerous occasions, namely in 2007, 2009 and 2012. Many of their suggestions were included in the updated methods.

The proposed amendments to the TRR have been estimated to result in an additional annualized administrative cost of \$6,034 to all businesses. The removal of the requirement for the emission testing for leaf tobacco, tobacco sticks and cigarette tobacco products has been estimated to result in annualized compliance cost savings to all businesses selling cigarette tobacco of approximately \$856,000. Overall, the proposed amendments would result in annualized cost saving of about \$850,000 for all businesses.

The Department expects that the proposed amendments would enhance the quality and completeness of the information submitted by the tobacco industry. This would facilitate the review of that information and increase the efficiency of the Department to use the information for the purpose of achieving the objectives of the FTCS. The proposed changes are therefore expected to contribute to improved decisions on tobacco control policies and activities in the future.

Implementation, enforcement and service standards

The proposed amendments would not affect the existing enforcement mechanisms under the provisions of the TA. Compliance monitoring and enforcement activities would continue to be undertaken by the Department under the authorities provided for under the TA.

The Department would inform the manufacturers of the changes to the reporting requirements. Information sessions would also be set up by the Department to provide opportunities for manufacturers to seek clarification on the changes to the TRR.

(Emballage) du RRRT selon lesquelles les fabricants seraient aussi tenus de fournir un rapport sur le coût des études de marché ainsi que de la conception et la fabrication de l'emballage. Les fabricants de produits du tabac ont appuyé la réduction de la fréquence de présentation de certains rapports. Toutefois, ils n'étaient pas favorables à la proposition de présenter des documents complets au lieu d'un rapport sommaire aux termes de l'article 15 (Projets de recherche). De plus, l'abrogation proposée de l'article 5, jugé *ultra vires* par le CMPEP, n'a pas reçu le soutien des fabricants de tabac, car elle ne permettrait plus l'utilisation de méthodes alternatives pour l'analyse des produits du tabac à des fins de préparation de rapports. Les intervenants concernés ont également été consultés, à plusieurs reprises, sur les mises à jour proposées aux méthodes officielles de Santé Canada, à savoir en 2007, en 2009 et en 2012. Bon nombre de leurs suggestions ont été intégrées aux méthodes qui ont été mises à jour.

Selon les estimations, les modifications proposées au RRRT entraîneraient une augmentation des coûts administratifs de 6 034 \$ en valeur actualisée pour toutes les entreprises. On estime que la suppression de l'obligation de soumettre des rapports d'émissions pour le tabac en feuilles, les bâtonnets de tabac et le tabac à cigarette entraînerait des économies de coûts de conformité à toutes les entreprises de 856 000 \$ en valeur actualisée. Dans l'ensemble, les modifications proposées se traduiraient par une économie de coût d'environ 850 000 \$ en valeur actualisée pour toutes les entreprises.

Le Ministère s'attend à ce que les modifications proposées améliorent la qualité et l'exhaustivité de l'information transmise par l'industrie du tabac, ce qui faciliterait l'examen de cette information et augmenterait l'efficacité du Ministère de l'utiliser dans le but d'atteindre les objectifs de la SFLT. On s'attend à ce que les modifications proposées contribuent, dans le futur, à de meilleures décisions en matière de politiques et d'activités de lutte au tabagisme.

Mise en œuvre, application et normes de service

Les modifications proposées n'auraient pas d'incidence sur les mécanismes d'application de la loi existants qui sont liés aux dispositions de la LT. Des activités de surveillance de la conformité et d'application de la loi continueraient d'être effectuées par le Ministère en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par la LT.

Le Ministère aviserait les fabricants de tout changement aux exigences de présentation de rapports. Des séances d'information seraient également organisées par le Ministère pour permettre aux fabricants d'obtenir des précisions sur les modifications apportées au RRRT.

Contact

Mr. Mathew Cook
Manager
Scientific Regulations Division
Tobacco Products Regulatory Office
Tobacco Control Directorate
Health Canada
Address Locator 0301A
150 Tunney's Pasture Driveway
Ottawa, Ontario
K1A 0K9
Fax: 613-948-8495
Email: hc.pregs.sc@canada.ca

Personne-ressource

Monsieur Mathew Cook
Gestionnaire
Division de la réglementation scientifique
Bureau de la réglementation des produits du tabac
Direction de la lutte au tabagisme
Santé Canada
Indice de l'adresse : 0301A
150, promenade du pré Tunney
Ottawa (Ontario)
K1A 0K9
Télécopieur : 613-948-8495
Courriel : hc.pregs.sc@canada.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council, pursuant to sections 7^a and 33^b of the *Tobacco Act*^c, proposes to make the annexed *Regulations Amending the Tobacco Reporting Regulations*.

Interested persons may make representations with respect to the proposed Regulations within 30 days after the date of publication of this notice. All such representations must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be addressed to Mathew Cook, Manager, Scientific Regulations Division, Tobacco Products Regulatory Office, Tobacco Control Directorate, Healthy Environments and Consumer Safety Branch, Health Canada, 150 Tunney's Pasture Driveway, Ottawa, Ontario K1A 0K9 (fax: 613-948-8495; email: hc.pregs.sc@canada.ca).

Ottawa, May 18, 2017

Jurica Čapkun
Assistant Clerk of the Privy Council

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que le gouverneur en conseil, en vertu des articles 7^a et 33^b de la *Loi sur le tabac*^c, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur les rapports relatifs au tabac*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de règlement dans les trente jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Mathew Cook, gestionnaire, Division de la réglementation scientifique, Bureau de la réglementation des produits du tabac, Direction de la lutte au tabagisme, Direction générale de la santé environnementale et de la sécurité des consommateurs, Santé Canada, 150, promenade du pré Tunney, Ottawa (Ontario) K1A 0K9 (téléc. : 613-948-8495; courriel : hc.pregs.sc@canada.ca).

Ottawa, le 18 mai 2017

Le greffier adjoint du Conseil privé
Jurica Čapkun

^a S.C. 2009, c. 27, s. 8

^b S.C. 1998, c. 38, s. 3

^c S.C. 1997, c. 13

^a L.C. 2009, ch. 27, art. 8

^b L.C. 1998, ch. 38, art. 3

^c L.C. 1997, ch. 13

Regulations Amending the Tobacco Reporting Regulations

Amendments

1 (1) The definitions *equivalent unit*, *identical products*, *ingredient*, *kit* and *unit* in section 1 of the *Tobacco Reporting Regulations*¹ are repealed.

(2) The definitions *cigar*, *cigarette*, *consumer tobacco product*, *designated tobacco product*, *manufacturer*, *smokeless tobacco* and *type of package* in section 1 of the Regulations are replaced by the following:

cigar means a roll or tubular construction intended for smoking, other than a little cigar, that contains a filler composed of natural or reconstituted tobacco, and that has a wrapper, or a wrapper and a binder, composed of natural or reconstituted tobacco. (*cigare*)

cigarette includes any roll or tubular construction that contains tobacco and is intended for smoking, other than a bidi, cigar, kretek or little cigar. (*cigarette*)

consumer tobacco product means any of the following types of tobacco product that is for use by a consumer:

- (a) bidis;
- (b) cigarettes;
- (c) cigarette tobacco;
- (d) cigars;
- (e) kreteks;
- (f) little cigars;
- (g) pipe tobacco; and
- (h) smokeless tobacco. (*produit du tabac pour consommation*)

designated tobacco product means either of the following types of consumer tobacco product:

- (a) cigarettes; or
- (b) kreteks. (*produit du tabac désigné*)

manufacturer does not include an individual or entity that only packages, only labels or only distributes tobacco products on behalf of a manufacturer. (*fabricant*)

Règlement modifiant le Règlement sur les rapports relatifs au tabac

Modifications

1 (1) Les définitions de *ingrédient*, *produits identiques*, *trousse*, *unité* et *unité équivalente*, à l'article 1 du *Règlement sur les rapports relatifs au tabac*¹, sont abrogées.

(2) Les définitions de *cigare*, *cigarette*, *fabricant*, *produit du tabac désigné*, *produit du tabac pour consommation*, *tabac sans fumée* et *type d'emballage*, à l'article 1 du même règlement, sont respectivement remplacées par ce qui suit :

cigare Rouleau ou article de forme tubulaire, autre qu'un petit cigare, destiné à être fumé, composé d'une tripe faite de tabac naturel ou reconstitué et soit d'une cape, soit d'une cape et d'une sous-cape, faites de tabac naturel ou reconstitué. (*cigar*)

cigarette Est assimilé à une cigarette tout rouleau ou article de forme tubulaire contenant du tabac, destiné à être fumé et qui n'est pas un bidi, un cigare, un kretek ou un petit cigare. (*cigarette*)

fabricant Ne vise pas le particulier ni l'entité qui ne fait qu'emballer, étiqueter ou distribuer des produits du tabac pour le compte d'un fabricant. (*manufacturer*)

produit du tabac désigné L'un des types ci-après de produits du tabac pour consommation :

- a) les cigarettes;
- b) les kreteks. (*designated tobacco product*)

produit du tabac pour consommation L'un des types ci-après de produits du tabac destinés à la consommation :

- a) les bidis;
- b) les cigarettes;
- c) le tabac à cigarettes;
- d) les cigares;
- e) les kreteks;
- f) les petits cigares;
- g) le tabac à pipe;

¹ SOR/2000-273

¹ DORS/2000-273

smokeless tobacco means chewing tobacco, nasal snuff and oral snuff. (*tabac sans fumée*)

type of package includes each of the following types of packages as well as each of their sizes:

- (a) a slide and shell package;
- (b) a slide and shell package with a lateral moving slide;
- (c) a flip-top package;
- (d) a soft package;
- (e) a pouch;
- (f) a bag;
- (g) a can;
- (h) a tub;
- (i) a tube;
- (j) a flip-top box;
- (k) a bundle;
- (l) a plastic or metal container; and
- (m) a shoulder box. (*type d'emballage*)

(3) The portion of the definition *type of tobacco* in section 1 of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

type of tobacco includes the following types of tobacco leaves commonly known as (*type de tabac*)

(4) Section 1 of the Regulations is amended by adding the following in alphabetical order:

CAS registry number means the identification number that is assigned to a chemical substance by the Chemical Abstracts Service Division of the American Chemical Society. (*numéro d'enregistrement CAS*)

new brand means

- (a) a brand of consumer tobacco product that a manufacturer sells in a year and that was not referred to in a report submitted under section 13 for any portion of the preceding year; and
- (b) a brand of cigarette papers, tubes or filters that a manufacturer sells in a year and that was not referred to in a report submitted under section 11 for the preceding year.

(h) le tabac sans fumée. (*consumer tobacco product*)

tabac sans fumée S'entend du tabac à mâcher, du tabac à priser nasal et du tabac à priser oral. (*smokeless tobacco*)

type d'emballage S'entend notamment de chacun des types d'emballage ci-après et de chacun de leurs formats :

- a) le paquet à coulisse;
- b) le paquet à coulisse latérale;
- c) le paquet à abattant;
- d) le paquet mou;
- e) la blague;
- f) le sac;
- g) la boîte métallique;
- h) le pot;
- i) le tube;
- j) la boîte à couvercle à charnière;
- k) le fagot;
- l) le contenant de plastique ou de métal;
- m) la boîte à cape. (*type of package*)

(3) Le passage de la définition de *type de tabac* précédant l'alinéa a), à l'article 1 du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

type de tabac S'entend notamment des types de feuilles de tabac dont le nom usuel est : (*type of tobacco*)

(4) L'article 1 du même règlement est modifié par adjonction, selon l'ordre alphabétique, de ce qui suit :

année S'entend de l'année civile commençant le 1^{er} janvier. (*year*)

nouvelle marque S'entend :

- a) d'une marque de produits du tabac pour consommation qui est vendue par un fabricant pendant une année et qui n'a pas fait l'objet d'un rapport transmis au titre de l'article 13 pour tout ou partie de l'année précédente;
- b) d'une marque de filtres, de papiers à cigarettes ou de tubes qui est vendue par un fabricant pendant une année et qui n'a pas fait l'objet d'un rapport transmis au titre de l'article 11 pour l'année précédente.

It does not include any product that was mentioned, although under a different brand name, in a report referred to in paragraph (a) or (b). (*nouvelle marque*)

year means a calendar year commencing on January 1. (*année*)

2 Sections 1.1 to 11 of the Regulations are replaced by the following:

Application

2 Every provision of these Regulations that applies to a brand of tobacco product also applies to every size of that brand.

General Requirements

Information

3 (1) These Regulations prescribe the information that manufacturers of tobacco products are required to submit to the Minister, as well as the manner in which it is to be submitted.

Content of reports

(2) In addition to the information required for each type of report described in these Regulations, every report must set out the following information:

(a) the name of the manufacturer on whose behalf the report is submitted, as well as the telephone number, email address and the street address of their principal place of business in Canada;

(b) the name, telephone number and email address of the individual who prepared the report and, if that individual works for an entity other than a manufacturer on whose behalf the report is submitted, the name of the entity, as well as the telephone number, email address and the street address of its principal place of business;

(c) the date of the report;

(d) the period covered by the report; and

(e) the section of these Regulations under which the report is made.

Attestation

(3) The individual who prepared the report must attach to the report an attestation that states that the information in the report is true and complete to the best of their knowledge and belief and is provided in good faith.

La présente définition exclut tout produit qui a fait l'objet d'un rapport visés aux alinéas a) ou b) sous un autre nom commercial. (*new brand*)

numéro d'enregistrement CAS Le numéro d'identification qui est attribué à une substance chimique par la Chemical Abstracts Service Division de l'American Chemical Society. (*CAS registry number*)

2 Les articles 1.1 à 11 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Application

2 Les dispositions du présent règlement qui s'appliquent à la marque de produits du tabac s'appliquent aussi à tout format de cette marque.

Exigences générales

Renseignements

3 (1) Le présent règlement prévoit les renseignements — ainsi que les modalités de transmission afférentes — que le fabricant de produits du tabac est tenu de transmettre au ministre.

Contenu des rapports

(2) Outre les renseignements propres à chaque type de rapport prévu par le présent règlement, tous les rapports comportent les renseignements suivants :

a) le nom du fabricant pour le compte duquel le rapport est transmis, ainsi que les numéro de téléphone, adresse électronique et adresse municipale de son principal établissement au Canada;

b) les nom, numéro de téléphone et adresse électronique de l'auteur du rapport et, lorsque celui-ci travaille pour une entité autre que le fabricant pour le compte duquel le rapport est transmis, le nom de cette entité ainsi que les numéro de téléphone, adresse électronique et adresse municipale de son principal établissement;

c) la date du rapport;

d) la période visée par le rapport;

e) l'article du présent règlement au titre duquel le rapport est établi.

Attestation

(3) L'auteur du rapport y joint une attestation portant qu'à sa connaissance, les renseignements sont vrais et complets et sont fournis de bonne foi.

Brand name

(4) The manufacturer must use a brand name to identify each consumer tobacco product in a report submitted under section 13 and must use it in a uniform manner in all other reports submitted in respect of the same consumer tobacco product.

Change to brand name

(5) However, a manufacturer may change the brand name used to identify a consumer tobacco product in a report by submitting a report under section 13 that identifies the brand name that was previously used, as well as the changed brand name.

Exception — export

(6) The reports referred to in sections 10 to 12, 14, 15 and 17 to 24 are not required for consumer tobacco products that are manufactured solely for export.

Data collection

4 Any data used in the preparation of a report must be obtained from tests performed on tobacco products that are sampled and tested during the period covered by the report.

Laboratory accreditation

5 Any test performed on a tobacco product for the purposes of these Regulations must be performed by a laboratory that

(a) is accredited by the Standards Council of Canada or any other accreditation body that is a signatory to the *International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) Mutual Recognition Arrangement*, under the most recent version of the International Organization for Standardization standard ISO/IEC 17025, entitled *General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories*; and

(b) has been issued a document by one of those bodies, specifying the test methods set out in these Regulations for which the laboratory is accredited.

Documents to submit

6 A manufacturer that uses data obtained from a test performed by a laboratory for the purpose of preparing any report under section 12, 14 or 14.2, must attach a copy of the following documents to the report:

(a) the laboratory report that includes the data used in the preparation of the report required by these Regulations and that specifies the type of tobacco product that was tested, as well as its brand name; and

(b) the document referred to in paragraph 5(b) that is evidence of the laboratory's accreditation when the test was performed.

Nom commercial

(4) Il incombe au fabricant d'utiliser un nom commercial pour identifier chaque produit du tabac pour consommation mentionné dans le rapport transmis au titre de l'article 13. Ce nom commercial doit être utilisé uniformément dans tout autre rapport transmis à l'égard du même produit du tabac.

Remplacement du nom commercial

(5) Toutefois, le fabricant peut modifier le nom commercial utilisé pour identifier un produit du tabac pour consommation dans un rapport en transmettant le rapport au titre de l'article 13 qui identifie l'ancien nom commercial utilisé ainsi que celui qui le modifie.

Exception — exportation

(6) Les rapports visés aux articles 10 à 12, 14, 15 et 17 à 24 ne sont pas requis pour les produits du tabac pour consommation fabriqués uniquement en vue de leur exportation.

Collecte des données

4 Les données utilisées pour la préparation d'un rapport proviennent d'essais exécutés sur des produits du tabac qui sont échantillonnés et mis à l'essai pendant la période visée.

Accréditation du laboratoire

5 Pour l'application du présent règlement, les essais sur des produits du tabac sont exécutés par un laboratoire qui satisfait aux exigences suivantes :

a) il est accrédité par le Conseil canadien des normes ou tout autre organisme d'accréditation signataire de l'*International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) Mutual Recognition Arrangement*, aux termes de la plus récente version de la norme ISO/CEI 17025 de l'Organisation internationale de normalisation, intitulée *Prescriptions générales concernant la compétence des laboratoires d'étalonnage et d'essais*;

b) il détient un document, délivré par l'un de ces organismes, qui spécifie les méthodes d'essai énoncées dans le présent règlement pour lesquelles il est accrédité.

Documents à transmettre

6 Le fabricant qui utilise des données recueillies lors d'un essai exécuté par un laboratoire en vue de la préparation d'un rapport visé aux articles 12, 14 ou 14.2, joint au rapport un exemplaire des documents suivants :

a) le rapport de laboratoire, y compris les données utilisées dans la préparation du rapport exigé au titre du présent règlement, qui spécifie le type de produit du tabac ayant fait l'objet de l'essai, ainsi que son nom commercial;

b) le document visé à l'alinéa 5b), qui fait preuve de l'accréditation du laboratoire au moment où l'essai a été exécuté.

Electronic format

7 (1) The reports and other information are to be submitted in a legible electronic format.

Reports under sections 12, 14 and 14.2

(2) The information referred to in subsections 12(7), 14(2) and 14(7) and the toxicity data collected in accordance with subsection 14.2(3) must be set out in an orderly and logical manner and clearly labelled through the use of headings or tables and must be submitted in an electronic format that permits the Minister to

- (a)** have access to the information or data; and
- (b)** process the information or data electronically without having to recopy or re-enter them.

Time limit – supplementary information

8 For the purposes of subsection 6(2) of the Act, any supplementary information requested by the Minister is to be submitted no later than 30 days after the day on which the request is received.

Reports

Manufacturer Profile Report

Content of report

9 (1) The profile report on a manufacturer of tobacco products must set out

- (a)** a list of every type of tobacco product that they sell;
- (b)** a list of every brand name used to identify the brands of tobacco products, other than consumer tobacco products, that they sell; and
- (c)** the name and street address of each warehouse in Canada where tobacco products are stored for distribution and sale.

Digital images

(2) The report must include, for each brand of consumer tobacco product that the manufacturer sells, a digital image of

- (a)** each type of package, showing all of the sides which are visible when the package is closed;
- (b)** any promotion that is on an interior side of the package or that accompanies the package;

Forme électronique

7 (1) Les rapports et autres renseignements sont transmis sur un support électronique lisible.

Rapports visés aux articles 12, 14 et 14.2

(2) Les renseignements visés aux paragraphes 12(7), 14(2) et 14(7) et les données toxicologiques recueillies conformément au paragraphe 14.2(3) sont transmis au ministre sur un support électronique, de manière à ce qu'ils soient clairement identifiés à l'aide de titres et de tableaux et présentés de manière logique et ordonnée, pour permettre au ministre :

- a)** d'avoir accès aux renseignements et aux données;
- b)** de traiter électroniquement les renseignements et les données sans avoir à les recopier ou à les entrer de nouveau.

Délai pour transmettre les renseignements supplémentaires

8 Pour l'application du paragraphe 6(2) de la Loi, les renseignements supplémentaires demandés par le ministre sont transmis au plus tard trente jours suivant la date de réception de la demande.

Rapports

Rapport sur le profil du fabricant

Contenu du rapport

9 (1) Le rapport sur le profil du fabricant de produits du tabac comporte ce qui suit :

- a)** la liste des types de produits du tabac vendus par le fabricant;
- b)** la liste des noms commerciaux utilisés pour identifier les marques de produits du tabac vendus par le fabricant, sauf les produits du tabac pour consommation;
- c)** les nom et adresse municipale de chaque entrepôt au Canada où sont entreposés les produits du tabac à des fins de distribution et de vente.

Image numérique

(2) Le rapport comporte une image numérique des éléments ci-après, pour chaque marque de produits du tabac pour consommation vendue par le fabricant :

- a)** chaque type d'emballage, montrant tous ses côtés visibles lorsque l'emballage est fermé;
- b)** toute promotion qui figure sur un côté intérieur de l'emballage ou qui l'accompagne;

(c) any overwrap on which a promotion is displayed, that is used over a package or carton or that is used as a carton; and

(d) any brand element displayed on a unit of the consumer tobacco product.

Digital image characteristics

(3) A digital image of an item must be taken with a white background and

(a) display colours that are as close as possible to the colours of the item;

(b) display any text that appears on the item, in legible characters;

(c) include the brand name associated with the item; and

(d) include a graphical scale in centimetres.

Time limit — new manufacturer

(4) The report must be submitted on or before the day on which a manufacturer begins to sell tobacco products.

Time limit — existing brands

(5) However, the report must be submitted no later than 90 days after the day on which this subsection comes into force, in the case of any brand of consumer tobacco product that is for sale on the day on which this subsection comes into force, or that was for sale at any time during the preceding year or the portion of the year before that day.

Time limit — changes to information

(6) If any of the information described in paragraphs (1)(a) to (c) is changed by the manufacturer, the manufacturer must advise the Minister of the change by submitting, on or before January 31 of the following year, a description of the information that was previously submitted, as well as of the change made to the information.

Time limit — changes to items

(7) If the appearance of any package, promotion, overwrap or brand element mentioned in subsection (2) is changed by the manufacturer, the manufacturer must, within 30 days after the day on which the consumer tobacco product is sold using that changed item, advise the Minister of the change by submitting

(a) the digital image previously submitted, as well as a description of the change made to the item; and

(b) a digital image of the changed item.

(c) tout suremballage utilisé par-dessus un emballage, en guise de cartouche ou par-dessus celle-ci, sur lequel figure une promotion;

(d) tout élément de marque qui figure sur une unité du produit du tabac pour consommation.

Caractéristiques de l'image numérique

(3) L'image numérique de l'élément est prise sur un fond blanc et présente les caractéristiques suivantes :

(a) elle affiche les couleurs de l'élément le plus fidèlement possible;

(b) elle fait voir en caractères lisibles le texte qui figure sur l'élément;

(c) elle comporte le nom commercial associé à l'élément;

(d) elle comporte une échelle graphique en centimètres.

Date limite — nouveau fabricant

(4) Le rapport est transmis au plus tard à la date à laquelle le fabricant commence à vendre des produits du tabac.

Date limite — marque existante

(5) Toutefois, le rapport est transmis dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date d'entrée en vigueur du présent paragraphe à l'égard des marques de produits du tabac pour consommation en vente à cette date, au cours de l'année précédente ou au cours de la période écoulée entre le début de l'année et cette date.

Date limite — modifications apportées aux renseignements

(6) Lorsque le fabricant modifie l'un des renseignements visés aux alinéas (1)a) à c), il en avise le ministre au plus tard le 31 janvier de l'année suivante en lui transmettant la description du renseignement transmis antérieurement ainsi que la description de la modification apportée au renseignement.

Date limite — modifications apportées aux éléments

(7) Le fabricant qui modifie l'apparence de l'emballage, la promotion, le suremballage ou l'élément de marque qui sont mentionnés au paragraphe (2) dispose de trente jours suivant la date de vente du produit du tabac pour consommation utilisant l'élément modifié pour en aviser le ministre en lui transmettant ce qui suit :

(a) l'image numérique transmise antérieurement ainsi qu'une description de la modification apportée à l'élément;

(b) une image numérique de l'élément modifié.

Time limit — new brand

(8) A manufacturer must, on or before the day on which the manufacturer first sells a new brand of consumer tobacco product in a year, submit the digital image described in subsection (2) in respect of the new brand.

Report on Manufacturing**Manufacturing processes**

10 (1) The report on manufacturing must set out, by brand, the following information in respect of the manufacturing processes for each consumer tobacco product that a manufacturer sells, as well as for any cigarette papers, filters or mouth tips used in the manufacture of those consumer tobacco products:

- (a)** a detailed description and schematic of the sequential steps that are involved in the manufacture of the consumer tobacco product, cigarette paper, filter or mouth tip, including any steps where additives, such as processing aids, are used; and
- (b)** a detailed description of the conditions and parameters relating to each of those steps.

Processing aids

(2) The report must set out the common, chemical and commercial name of each processing aid and, if applicable, its CAS registry number.

Product specifications

(3) The report must include, for each brand of cigarettes, kreteks and little cigars that the manufacturer sells,

- (a)** the type of cigarette paper used in the product, and its specifications;
- (b)** the type of any filter used in the product, and its specifications and pressure drop, as well as, for those brands analyzed in accordance with subsection 14(13), its efficiency with respect to nicotine, determined in accordance with Official Method T-106, entitled *Determination of Filter Efficiency in Mainstream Tobacco Smoke*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016; and
- (c)** if available, an engineering drawing of the product.

Time limit — existing brands

(4) The report must be submitted no later than 90 days after the day on which this subsection comes into force, in the case of any brand of consumer tobacco product that is for sale on the day on which this subsection comes into force or that was for sale at any time during the preceding year or the portion of the year before that day.

Date limite — nouvelle marque

(8) Le fabricant transmet l'image numérique visée au paragraphe (2) au plus tard à la date à laquelle il vend la marque de produits du tabac pour consommation pour la première fois au cours d'une année.

Rapport sur la fabrication**Procédés de fabrication**

10 (1) Le rapport sur la fabrication comporte, par marque, les renseignements ci-après relatifs aux procédés de fabrication des produits du tabac pour consommation qui sont vendus par le fabricant, ainsi qu'à l'égard des filtres, des papiers à cigarettes et des embouts qui sont utilisés dans la fabrication de ces produits du tabac pour consommation :

- a)** la description détaillée et le schéma des étapes séquentielles liées à leur fabrication, y compris toute étape où des additifs tels des agents technologiques sont utilisés;
- b)** la description détaillée des conditions et des paramètres liés à chacune de ces étapes.

Agents technologiques

(2) Le rapport comporte le nom commun, chimique et commercial de chaque agent technologique, ainsi que son numéro d'enregistrement CAS, le cas échéant.

Spécifications du produit

(3) À l'égard de chaque marque de cigarettes, de kreteks et de petits cigares qui sont vendues par le fabricant, le rapport comporte ce qui suit :

- a)** le type et les spécifications des papiers à cigarettes utilisés dans le produit;
- b)** le type et les spécifications du filtre utilisé dans le produit, sa perte de charge ainsi que, dans le cas des marques analysées aux termes du paragraphe 14(13), son efficacité relativement à la nicotine, calculée conformément à la méthode officielle T-106 du ministère de la Santé, intitulée *Détermination de l'efficacité du bout-filtre pour la fumée principale de tabac*, dans sa version du 31 décembre 2016;
- c)** un dessin technique du produit, le cas échéant.

Date limite — marques existantes

(4) Le rapport est transmis dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date d'entrée en vigueur du présent paragraphe à l'égard des marques de produits du tabac pour consommation en vente à cette date, au cours de l'année précédente ou au cours de la période écoulée entre le début de l'année et cette date.

Time limit — new brand

(5) A manufacturer must, on or before the day on which the manufacturer first sells a new brand of consumer tobacco product in a year, submit a report on the new brand.

Exception — sales volume of cigars

(6) However, in the case of a brand of cigars, the manufacturer is not required to submit the report until the manufacturer's total sales of that brand in a year is at least 1 000 000 units. In that case, the report must be submitted on or before January 31 of the following year.

Exception — identical manufacturing processes

(7) A manufacturer is not required to submit a report in respect of a particular brand of consumer tobacco product, if the manufacturer

- (a)** uses identical manufacturing processes to manufacture a consumer tobacco product that is sold under more than one brand;
- (b)** submits a report under this section in respect of one of those brands; and
- (c)** identifies in the report all other brands that are manufactured using those identical manufacturing processes, including the particular brand.

Time limit — changes

(8) If the manufacturer changes the manufacturing processes, processing aids or product specifications, the manufacturer must, no later than 30 days after the day on which the change is made, submit a new report that sets out the information described in subsections (1) to (3) and that indicates the changes made to the information previously submitted.

Report on Ingredients

Content of report

11 (1) The report on ingredients must set out, by type of tobacco product and brand, the following information for each ingredient, other than a processing aid, that is used in the manufacture of a consumer tobacco product, cigarette paper, filter or tube that a manufacturer sells during a year:

- (a)** its common, chemical and commercial names;
- (b)** in the case of tobacco — other than reconstituted tobacco that is used as an ingredient in the manufacture of a consumer tobacco product — the type of tobacco, country of origin and biological origin, in standard Latin nomenclature;
- (c)** if applicable, its CAS registry number;

Date limite — nouvelle marque

(5) Toute nouvelle marque de produits du tabac pour consommation doit faire l'objet d'un rapport au plus tard à la date à laquelle celle-ci est vendue pour la première fois au cours d'une année.

Exception — volume des ventes de cigares

(6) Toutefois, un fabricant n'est pas tenu de transmettre un rapport à l'égard d'une marque de cigares tant que ses ventes totales à l'égard de cette marque ne sont pas égales ou supérieures à 1 000 000 d'unités vendues au cours d'une année; il transmet alors son rapport au plus tard le 31 janvier de l'année suivante.

Exception — procédés de fabrication identiques

(7) Le fabricant n'est pas tenu de transmettre un rapport à l'égard d'une marque spécifique de produits du tabac pour consommation :

- a)** s'il utilise les mêmes procédés de fabrication pour fabriquer un produit vendu sous plus d'une marque;
- b)** s'il transmet un rapport aux termes du présent article à l'égard de l'une de ces marques;
- c)** s'il identifie dans le rapport toutes les marques fabriquées selon les mêmes procédés de fabrication, y compris la marque spécifique.

Date limite — modifications

(8) Le fabricant dispose de trente jours suivant la date de toute modification apportée aux agents technologiques, aux procédés de fabrication ou aux spécifications du produit, pour transmettre un nouveau rapport qui comporte les renseignements visés aux paragraphes (1) à (3) et qui indique les modifications apportées aux renseignements transmis antérieurement.

Rapport sur les ingrédients

Contenu du rapport

11 (1) Le rapport sur les ingrédients comporte les renseignements ci-après pour chaque ingrédient — à l'exception des agents technologiques — utilisé dans la fabrication d'un produit du tabac pour consommation, d'un filtre, d'un papier à cigarettes et d'un tube vendus par le fabricant au cours d'une année, par type et par marque :

- a)** ses noms commun, chimique et commercial;
- b)** dans le cas du tabac — sauf le tabac reconstitué qui est utilisé comme ingrédient dans la fabrication d'un produit du tabac pour consommation — le type de tabac, le pays d'origine et l'origine biologique, selon la nomenclature latine normalisée;
- c)** son numéro d'enregistrement CAS, le cas échéant;

(d) its amount in milligrams

(i) per unit of the product, in the case of an ingredient used in the manufacture of a bidi, cigarette, cigar, kretek, little cigar, cigarette paper, filter or tube, or

(ii) per gram of the product, in the case of an ingredient used in the manufacture of cigarette tobacco, pipe tobacco or smokeless tobacco; and

(e) the name and street address of its supplier.**More than one substance in an ingredient**

(2) For greater certainty, if more than one substance was used in the manufacture of any ingredient mentioned in the report, the report must set out, by ingredient, the information described in subsection (1) for each substance used in the manufacture of that ingredient.

Weight of unit

(3) If any bidi, cigar, cigarette, kretek, little cigar, cigarette paper, filter or tube is mentioned in the report, the report must also set out, by brand, the weight of one unit of the product in milligrams.

Initial report

(4) Despite subsection (1), the initial report must include information in respect of each consumer tobacco product, cigarette paper, filter or tube that a manufacturer sells during the portion of the year remaining after the day on which this subsection comes into force and for which a report has not already been submitted.

Inventory

(5) In addition to the information described in subsections (1) to (3), the report must also set out

(a) the name and street address of each establishment where the ingredients are used in the manufacture of the consumer tobacco product, cigarette paper, filter or tube during the period covered by the report;

(b) the total quantity and cost of each ingredient, including any processing aid, that is purchased during the period covered by the report for use in the manufacture of cigarettes; and

(c) the total quantity and cost of each ingredient, including any processing aid, that is used during the period covered by the report in the manufacture of cigarettes.

Time limit

(6) The report must be submitted on or before January 31 of the year after the period covered by the report.

d) sa quantité en milligrammes :

(i) dans le cas d'un ingrédient utilisé dans la fabrication des bidis, des cigares, des cigarettes, des kreteks, des petits cigares, des filtres, des papiers à cigarettes et des tubes, par unité,

(ii) dans le cas d'un ingrédient utilisé dans la fabrication du tabac à cigarettes, du tabac à pipe et du tabac sans fumée, par gramme du produit;

e) les nom et adresse municipale de son fournisseur.**Plus d'une substance dans un ingrédient**

(2) Il est entendu que, lorsque plus d'une substance a été utilisée dans la fabrication d'un de ces ingrédients, le rapport comporte, par ingrédient, les renseignements visés au paragraphe (1), pour chaque substance utilisée dans la fabrication de cet ingrédient.

Poids d'une unité

(3) S'agissant des bidis, des cigares, des cigarettes, des kreteks, des petits cigares, des filtres, des papiers à cigarettes et des tubes, le rapport comporte le poids d'une unité en milligrammes, par marque.

Premier rapport

(4) Malgré le paragraphe (1), le premier rapport comporte les renseignements à l'égard des produits du tabac pour consommation, des filtres, des papiers à cigarettes et des tubes vendus par le fabricant pendant la période écoulée entre la date d'entrée en vigueur du présent paragraphe et la fin de l'année de cette entrée en vigueur, pour laquelle aucun rapport n'a été transmis.

Inventaire

(5) Outre les renseignements visés aux paragraphes (1) à (3), le rapport comporte ce qui suit :

a) les nom et adresse municipale de chaque établissement où les ingrédients sont utilisés au cours de la période visée par le rapport dans la fabrication des produits du tabac pour consommation, des filtres, des papiers à cigarettes et des tubes;

b) les quantités totales et le coût de chaque ingrédient, y compris les agents technologiques, qui est acheté au cours de la période visée par le rapport pour être utilisé dans la fabrication des cigarettes;

c) les quantités totales et le coût de chaque ingrédient, y compris les agents technologiques, qui est utilisé au cours de la période visée par le rapport dans la fabrication des cigarettes.

Date limite

(6) Le rapport est transmis au plus tard le 31 janvier de l'année suivant la période visée par le rapport.

Time limit — new brand

(7) A manufacturer must, on or before the day on which the manufacturer first sells a new brand of consumer tobacco product, cigarette paper, filter or tube in a year, submit a report setting out the information described in subsections (1) to (3) in respect of the new brand.

3 The heading before section 12 of the Regulations is replaced by the following:

Report on Tobacco Constituents

4 (1) Subsections 12(1) to (6) of the Regulations are replaced by the following:**Report**

12 (1) The report on tobacco constituents must set out, by brand, the information described in subsection (7) in respect of each type of consumer tobacco product that a manufacturer sells during a year.

Method of collecting data

(2) The applicable official method listed in column 2 of Schedule 1 must be used to collect data on a constituent.

Sampling

(3) The sampling of a consumer tobacco product for the purpose of determining the amount of a constituent is to be performed in accordance with the following procedures:

(a) in the case of cigarettes, the procedures described in items A and B of Table 1 of the International Organization for Standardization standard ISO 8243, entitled *Cigarettes — Sampling*, as amended from time to time;

(b) in the case of bidis, cigars, kreteks or little cigars, the procedures referred to in paragraph (a), modified in the following manner:

(i) in the case of bidis, kreteks, and little cigars,

(A) a reference to a *cigarette* is to be read as a reference to the type of consumer tobacco product being sampled, and

(B) a reference to a “carton” is to be read as a reference to 200 units of the type of consumer tobacco product being sampled, and

(ii) in the case of cigars,

(A) a reference to a *cigarette* is to be read as a reference to cigar,

Date limite — nouvelle marque

(7) Toute nouvelle marque de produits du tabac pour consommation, de filtres, de papiers à cigarettes ou de tubes doit faire l'objet d'un rapport qui comporte les renseignements visés aux paragraphes (1) à (3), au plus tard à la date à laquelle la marque est vendue pour la première fois au cours d'une année.

3 L'intertitre précédant l'article 12 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Rapport sur les constituants du tabac

4 (1) Les paragraphes 12(1) à (6) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**Rapport**

12 (1) Le rapport sur les constituants du tabac comporte, par marque, les renseignements visés au paragraphe (7) à l'égard de chaque type de produit du tabac pour consommation vendu par le fabricant au cours d'une année.

Méthode de collecte des données

(2) Les données sur un constituant sont recueillies conformément à la méthode officielle applicable figurant à la colonne 2 de l'annexe 1.

Échantillonnage

(3) Le prélèvement d'échantillons de produits du tabac pour consommation pour déterminer la quantité d'un constituant s'effectue conformément aux méthodes suivantes :

a) dans le cas des cigarettes, d'après les méthodes prévues aux articles A et B du tableau 1 de la norme ISO 8243 de l'Organisation internationale de normalisation, intitulée *Cigarettes — Échantillonnage*, avec ses modifications successives;

b) dans le cas des bidis, des cigares, des kreteks et des petits cigares, d'après les méthodes visées à l'alinéa a) modifiées de la façon suivante :

(i) dans le cas des bidis, des kreteks et des petits cigares :

(A) la mention *cigarette* vaut mention du type de produit du tabac pour consommation échantillonné,

(B) la mention « cartouche » vaut mention de 200 unités du type de produit du tabac pour consommation échantillonné,

(ii) dans le cas des cigares :

(A) la mention *cigarette* vaut mention de cigare,

(B) a reference to “a sale unit” is to be read as a reference to one cigar, and

(C) a reference to a “carton” is to be read as a reference to 200 grams of the cigars being sampled;

(c) in the case of cigarette tobacco, the procedures described in the International Organization for Standardization standard ISO 15592-1, entitled *Fine-cut tobacco and smoking articles made from it – Methods of sampling, conditioning and analysis – Part 1: Sampling*, as amended from time to time; and

(d) in the case of pipe tobacco or smokeless tobacco, the procedures described in paragraph (c), modified so that a reference to “fine-cut tobacco” is to be read as a reference to the type of consumer tobacco product being sampled.

Preparation

(4) The sample is to be prepared in accordance with Official Method T-402, entitled *Preparation of Sample for Testing of Cigarettes, Tobacco Sticks, Cigarette Tobacco, Cigars, Little Cigars, Kreteks, Bidis, Leaf, Pipe and Smokeless Tobacco*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016.

Replicates

(5) The mean, standard deviation and 95% confidence limits of the amount of each constituent must be based on three replicates of a sample.

Adjustment for moisture

(6) The amount of each constituent must be corrected for moisture in accordance with the AOAC International Official Method 966.02, entitled *Loss on Drying (Moisture) in Tobacco*, published in *Official Methods of Analysis of AOAC International*, as amended from time to time.

(2) The portion of subsection 12(7) of the Regulations before paragraph (b) is replaced by the following:

Content of report

(7) The report must set out the following information:

(a) in the case of bidis, cigarettes, cigars, kreteks and little cigars, the weight of tobacco in milligrams per unit;

(3) The portion of paragraph 12(7)(c) of the Regulations before subparagraph (i) is replaced by the following:

(c) the mean, standard deviation and 95% confidence limits of the amount of each constituent in milligrams, micrograms or nanograms

(B) la mention « unité de vente » vaut mention d'un cigare,

(C) la mention « cartouche » vaut mention de 200 grammes de cigares échantillonnés;

c) dans le cas du tabac à cigarettes, d'après les méthodes prévues dans la norme ISO 15592-1 de l'Organisation internationale de normalisation, intitulée *Tabac à rouler et objets confectionnés à partir de ce type de tabac – Méthodes d'échantillonnage, de conditionnement et d'analyse – Partie 1 : Échantillonnage*, avec ses modifications successives;

d) dans le cas du tabac à pipe et du tabac sans fumée, d'après les méthodes visées à l'alinéa c), modifiées afin que la mention « tabac à rouler » vaille mention du type de produit du tabac pour consommation échantillonné.

Préparation

(4) L'échantillon est préparé conformément à la méthode officielle T-402 du ministère de la Santé, intitulée *Préparation de cigarettes, de bâtonnets de tabac, de tabac à cigarettes, de cigares, de petits cigares, de kreteks, de bidis, de tabac en feuilles, de tabac à pipe ou de tabac sans fumée aux fins d'essais*, dans sa version du 31 décembre 2016.

Réplicats

(5) La moyenne, l'écart-type et les limites de confiance à 95 % de la quantité de chaque constituant sont déterminés à partir de trois répliquats d'un échantillon.

Humidité

(6) La quantité de chaque constituant est ajustée en fonction du degré d'humidité, conformément à la méthode officielle 966.02 de l'AOAC International, intitulée *Loss on Drying (Moisture) in Tobacco*, publiée dans *Official Methods of Analysis of AOAC International*, avec ses modifications successives.

(2) Le passage du paragraphe 12(7) du même règlement précédant l'alinéa b) est remplacé par ce qui suit :

Contenu du rapport

(7) Le rapport comporte les renseignements suivants :

a) dans le cas des bidis, des cigares, des cigarettes, des kreteks et des petits cigares, le poids du tabac en milligrammes par unité;

(3) Le passage de l'alinéa 12(7)c) du même règlement précédant le sous-alinéa (i) est remplacé par ce qui suit :

c) la moyenne, l'écart-type et les limites de confiance à 95 % de la quantité de chaque constituant en milligrammes, en microgrammes ou en nanogrammes :

(4) Subparagraph 12(7)(c)(ii) of the Regulations is replaced by the following:

(ii) in the case of bidis, cigarettes, cigars, kreteks and little cigars, per unit;

(5) Paragraph 12(7)(d) of the Regulations is replaced by the following:

(d) the pH of the consumer tobacco product, determined in accordance with Official Method T-310, entitled *Determination of Whole Tobacco pH*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016; and

(e) the percentage of moisture in the consumer tobacco product, determined in accordance with the method referred to in subsection (6).

(6) Subsection 12(8) of the Regulations is replaced by the following:**Exception — short report**

(8) A manufacturer may, instead of submitting a report with respect to all constituents in a consumer tobacco product, submit a report in accordance with this section on the amounts of nicotine, nitrosamines, nickel, lead, cadmium, chromium, arsenic, selenium and mercury in the product, if

(a) in the case of cigarettes and cigarette tobacco, the total sales of the manufacturer for that type of consumer tobacco product in the year preceding the period covered by the report is less than 1% of the total sales of that type of consumer tobacco product in that year in Canada; and

(b) in the case of bidis and kreteks, the total sales of the manufacturer for that type of consumer tobacco product in the year preceding the period covered by the report is less than 5% of the total sales of that type of consumer tobacco product in that year in Canada.

(7) The portion of subsection 12(9) of the Regulations before paragraph (b) is replaced by the following:**Exception — sales volume**

(9) A manufacturer is not required to submit a report in respect of the following consumer tobacco products if the total sales of the manufacturer for the year preceding the period that would otherwise be covered by the report is less than

(a) in the case of cigars and little cigars, 1 000 000 units per brand; and

(4) Le sous-alinéa 12(7)c)(ii) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

(ii) dans le cas des bidis, des cigares, des cigarettes, des kreteks et des petits cigares, par unité;

(5) L'alinéa 12(7)d) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

d) le pH du produit du tabac pour consommation, calculé conformément à la méthode officielle T-310 du ministère de la Santé, intitulée *Détermination du pH du tabac entier*, dans sa version du 31 décembre 2016;

e) le pourcentage du degré d'humidité du produit du tabac pour consommation conformément à la méthode visée au paragraphe (6).

(6) Le paragraphe 12(8) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**Exception — rapport abrégé**

(8) Au lieu de transmettre un rapport pour tous les constituants d'un produit du tabac pour consommation, le fabricant peut transmettre, aux termes du présent article, un rapport ne portant que sur la quantité de nicotine, de nitrosamines, de nickel, de plomb, de cadmium, de chrome, d'arsenic, de sélénium et de mercure dans le produit, aux conditions suivantes :

a) dans le cas des cigarettes et du tabac à cigarettes, lorsque ses ventes totales pour ce type de produit du tabac pour consommation au cours de l'année précédant la période visée par le rapport représentent moins de 1 % de l'ensemble des ventes de ce type de produit du tabac pour consommation au Canada pour cette année;

b) dans le cas des kreteks et des bidis, lorsque ses ventes totales pour ce type de produit du tabac pour consommation au cours de l'année précédant la période visée par le rapport représentent moins de 5 % de l'ensemble des ventes de ce type de produit du tabac pour consommation au Canada pour cette année.

(7) Le passage du paragraphe 12(9) du même règlement précédant l'alinéa b) est remplacé par ce qui suit :**Exception — volume des ventes**

(9) Le fabricant n'est pas tenu de transmettre un rapport à l'égard des produits du tabac pour consommation ci-après, lorsque ses ventes totales pour l'année précédant la période qui serait par ailleurs visée par le rapport sont inférieures aux quantités suivantes :

a) dans le cas des cigares et des petits cigares, 1 000 000 d'unités par marque;

(8) Subsections 12(10) and (11) of the Regulations are replaced by the following:

Exception — eugenol

(10) If clove, clove extract or eugenol has not been added to a consumer tobacco product, the manufacturer of the product need not test it for eugenol.

Exception — identical products

(11) A manufacturer is not required to submit a report in respect of a particular brand of consumer tobacco product if the manufacturer

- (a)** submits a report under this section in respect of another brand of consumer tobacco product; and
- (b)** identifies in the report all other brands of identical products, including the particular brand.

Definition of “identical products”

(12) In this section, *identical products* means consumer tobacco products that are sold by a manufacturer under more than one brand, that are manufactured using identical manufacturing processes and that contain

- (a)** in the case of bidis, cigarettes and kreteks, identical ingredients per gram of tobacco blend;
- (b)** in the case of pipe tobacco, cigarette tobacco and smokeless tobacco, identical ingredients; and
- (c)** in the case of cigars and little cigars, identical ingredients in the filler and wrapper, and in the binder, if any.

Time limit

(13) The report must be submitted on or before January 31 of the year after the year covered by the report.

5 The heading before section 13 of the Regulations is replaced by the following:

Report on Sales of Consumer Tobacco Products

6 (1) The portion of subsection 13(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Report

13 (1) The report on sales of consumer tobacco products must set out the information described in subsections (2)

(8) Les paragraphes 12(10) et (11) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Exception — eugénol

(10) Le fabricant n’a pas à mettre à l’essai un produit du tabac pour consommation pour y détecter la présence d’eugénol lorsque ni clou de girofle, ni extrait de clou de girofle, ni eugénol n’y a été ajouté.

Exception — produits identiques

(11) Le fabricant n’est pas tenu de transmettre un rapport à l’égard d’une marque spécifique de produit du tabac pour consommation :

- a)** s’il transmet un rapport aux termes du présent article à l’égard d’une autre marque de produits du tabac pour consommation;
- b)** s’il identifie dans le rapport toutes les marques de produits qui sont identiques, y compris la marque spécifique.

Définition de « produits identiques »

(12) Au présent article, *produits identiques* s’entend des produits du tabac pour consommation vendus par le fabricant sous plus d’une marque, qui sont fabriqués selon les mêmes procédés de fabrication et qui répondent aux critères suivants :

- a)** dans le cas des bidis, des cigarettes et des kreteks, ils contiennent des ingrédients identiques par gramme de mélange de tabac;
- b)** dans le cas du tabac à cigarettes, du tabac à pipe et du tabac sans fumée, ils contiennent des ingrédients identiques;
- c)** dans le cas des cigares et des petits cigares, ils contiennent des ingrédients identiques dans leurs tripes et leurs capes, et dans leurs sous-capes, le cas échéant.

Date limite

(13) Le rapport est transmis au plus tard le 31 janvier de l’année suivant l’année visée par le rapport.

5 L’intertitre précédant l’article 13 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Rapport sur les ventes des produits du tabac pour consommation

6 (1) Le passage du paragraphe 13(1) du même règlement précédant l’alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Rapport

13 (1) Le rapport sur les ventes de produits du tabac pour consommation comporte les renseignements visés

and (3) in respect of each type of consumer tobacco product that a manufacturer sells during the period covered by the report, for each of the following categories:

(2) Subsections 13(2) and (3) of the Regulations are replaced by the following:

Total sales

(2) The report must set out the Canadian dollar value of the total sales and, as applicable, the total number of units sold or the total weight in kilograms of the consumer tobacco product sold.

Sales by brand and package type

(3) The report must set out the following information, by brand and by each type of package:

(a) in the case of bidis, cigarettes, cigars, kreteks and little cigars,

(i) the number of units sold,

(ii) the number of packages sold and the number of units in each package, and

(iii) the Canadian dollar value of sales; and

(b) in the case of cigarette tobacco, pipe tobacco and smokeless tobacco,

(i) the weight, in kilograms, of the consumer tobacco product sold,

(ii) the number of packages sold and the weight, in grams, of the consumer tobacco product in each package, and

(iii) the Canadian dollar value of sales.

(3) The portion of subsection 13(4) of the Regulations before paragraph (b) is replaced by the following:

Time limit

(4) The report must be submitted

(a) for cigarettes and cigarette tobacco, on or before the 15th day of each month, for the previous month; and

7 The headings before section 14 of the Regulations are replaced by the following:

Report on Emissions from Designated Tobacco Products

aux paragraphes (2) et (3) à l'égard de chaque type de produit du tabac pour consommation vendu par le fabricant au cours de la période visée par le rapport, pour chacune des catégories suivantes :

(2) Les paragraphes 13(2) et (3) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Ventes totales

(2) Le rapport comporte la valeur en dollars canadiens des ventes totales et, selon le cas, du nombre total d'unités vendues ou du poids total du produit du tabac pour consommation vendu, en kilogrammes.

Ventes par marque et type d'emballage

(3) Le rapport comporte les renseignements ci-après, par marque et par type d'emballage :

a) dans le cas des bidis, des cigares, des cigarettes, des kreteks et des petits cigares :

(i) le nombre d'unités vendues,

(ii) le nombre d'emballages vendus et le nombre d'unités dans chaque emballage,

(iii) la valeur des ventes en dollars canadiens;

b) dans le cas du tabac à cigarettes, du tabac à pipe et du tabac sans fumée :

(i) le poids du produit du tabac pour consommation vendu, en kilogrammes,

(ii) le nombre d'emballages vendus et le poids, en grammes, du produit du tabac pour consommation dans chaque emballage,

(iii) la valeur des ventes en dollars canadiens.

(3) Le passage du paragraphe 13(4) du même règlement précédant l'alinéa b) est remplacé par ce qui suit :

Date limite

(4) Le rapport est transmis :

a) dans le cas des cigarettes et du tabac à cigarettes, au plus tard le quinzième jour de chaque mois, pour le mois précédent;

7 Les intertitres précédant l'article 14 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Rapport sur les émissions des produits du tabac désignés

8 (1) Subsection 14(1) of the Regulations is replaced by the following:

Report

14 (1) The report on emissions from designated tobacco products must set out, by brand, the information referred to in subsection (2) in respect of each type of designated tobacco product that a manufacturer sells during a year.

(2) The portion of subsection 14(2) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Content of report

(2) The report must, in respect of the emissions contained in the mainstream and sidestream smoke produced from a designated tobacco product that is placed in a smoking machine and combusted, identify the emissions set out in column 1 of Schedules 2 and 3 and the mean, standard deviation and 95% confidence limits

(3) Paragraphs 14(2)(b) and (c) of the Regulations are replaced by the following:

(b) of each emission, expressed in milligrams, micrograms or nanograms per unit; and

(c) of the weight of tobacco contained in the designated tobacco product, expressed in milligrams per unit.

(4) Subsection 14(3) of the Regulations is replaced by the following:

Sampling

(3) The sampling of designated tobacco products for the purpose of determining the amount of an emission is to be performed in accordance with the following procedures:

(a) in the case of cigarettes, the procedures described in paragraph 12(3)(a); and

(b) in the case of kreteks, the procedures described in paragraph 12(3)(b).

Preparation

(3.1) The sample to be used for the purpose of determining the amount of an emission is to be conditioned and smoked in an environment as described in the International Organization for Standardization standard ISO 3402, entitled *Tobacco and tobacco products — Atmosphere for conditioning and testing*, as amended from time to time.

8 (1) Le paragraphe 14(1) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Rapport

14 (1) Le rapport sur les émissions de produits du tabac désignés comporte les renseignements visés au paragraphe (2) à l'égard de chaque type de produit du tabac désigné vendu par le fabricant au cours d'une année, par marque.

(2) Le passage du paragraphe 14(2) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Contenu du rapport

(2) À l'égard des émissions contenues respectivement dans la fumée principale et dans la fumée latérale dégagées par un produit du tabac désigné qui est placé dans la machine à fumer et qui se consume, le rapport identifie chaque émission mentionnée à la colonne 1 des annexes 2 et 3 et indique la moyenne, l'écart-type et les limites de confiance à 95 % :

(3) Les alinéas 14(2)b) et c) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

b) de chaque émission, exprimés en milligrammes, microgrammes ou nanogrammes par unité;

c) du poids du tabac contenu dans le produit, exprimés en milligrammes par unité.

(4) Le paragraphe 14(3) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Échantillonnage

(3) Le prélèvement d'échantillons de produits du tabac désignés pour déterminer la quantité d'une émission s'effectue conformément aux méthodes suivantes :

a) dans le cas des cigarettes, d'après les méthodes visées à l'alinéa 12(3)a);

b) dans le cas des kreteks, d'après les méthodes visées à l'alinéa 12(3)b).

Préparation

(3.1) L'échantillon à utiliser pour déterminer la quantité d'une émission est conditionné et brûlé dans l'environnement prévu dans la norme ISO 3402 de l'Organisation internationale de normalisation, intitulée *Tabac et produits du tabac — Atmosphère de conditionnement et d'essai*, avec ses modifications successives.

(5) The portion of subsection 14(4) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Replicates

(4) The mean, standard deviation and 95% confidence limits of the amount of each emission must be based

(6) Paragraphs 14(4)(a) and (b) of the French version of the Regulations are replaced by the following:

a) dans le cas des émissions de goudron, de nicotine ou de monoxyde de carbone, 20 répliqués d'un échantillon;

b) dans le cas de toute autre émission, 7 répliqués d'un échantillon.

(7) The portion of subsection 14(5) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Method of collecting data

(5) The following official methods must be used to collect data on the emissions contained in smoke produced from a designated tobacco product:

(8) The portion of subsection 14(6) of the English version of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Conditions for the collection of data

(6) For the purpose of subsection (2), the following conditions are to be used to determine the amount of an emission:

(9) Paragraph 14(6)(a) of the Regulations is replaced by the following:

(a) in the case of sidestream smoke, the conditions set out in the International Organization for Standardization standard ISO 3308, entitled *Routine analytical cigarette-smoking machine — Definitions and standard conditions*, as amended from time to time; and

(10) The portion of paragraph 14(6)(b) of the Regulations before subparagraph (i) is replaced by the following:

(b) in the case of mainstream smoke, the conditions referred to in paragraph (a), in addition to those same conditions as modified in the following manner:

(11) Subparagraph 14(6)(b)(ii) of the Regulations is replaced by the following:

(ii) puff frequency must be increased from one puff every 60 s (± 0.5 s) to one puff every 30 s (± 0.5 s), and

(5) Le passage du paragraphe 14(4) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Répliqués

(4) La moyenne, l'écart-type et les limites de confiance à 95 % de la quantité de chaque émission sont déterminés à partir de :

(6) Les alinéas 14(4)a) et b) de la version française du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

a) dans le cas des émissions de goudron, de nicotine ou de monoxyde de carbone, 20 répliqués d'un échantillon;

b) dans le cas de toute autre émission, 7 répliqués d'un échantillon.

(7) Le passage du paragraphe 14(5) du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Méthode de collecte des données

(5) Les données sur les émissions présentes dans la fumée dégagée par un produit du tabac désigné sont recueillies conformément aux méthodes officielles suivantes :

(8) Le passage du paragraphe 14(6) de la version anglaise du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Conditions for the collection of data

(6) For the purpose of subsection (2), the following conditions are to be used to determine the amount of an emission :

(9) L'alinéa 14(6)a) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

a) pour les émissions présentes dans la fumée latérale, celles prévues dans la norme ISO 3308 de l'Organisation internationale de normalisation, intitulée *Machine à fumer analytique de routine pour cigarettes — Définitions et conditions normalisées*, avec ses modifications successives;

(10) Le passage de l'alinéa 14(6)b) du même règlement précédant le sous-alinéa (i) est remplacé par ce qui suit :

b) pour les émissions présentes dans la fumée principale, celles visées dans la norme visée à l'alinéa a), et ces mêmes conditions qui sont modifiées de la façon suivante :

(11) Le sous-alinéa 14(6)b)(ii) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

(ii) la fréquence des bouffées est augmentée d'une bouffée toutes les 60 s ($\pm 0,5$ s) à une bouffée toutes les 30 s ($\pm 0,5$ s),

(12) Subsections 14(7) to (10) of the Regulations are replaced by the following:

pH levels

(7) The report must also set out the pH level of the mainstream smoke, determined in accordance with Official Method T-113, entitled *Determination of Mainstream Tobacco Smoke pH*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016.

Short report

(8) A manufacturer may, instead of submitting the report referred to in subsection (1), submit a short report every two years in respect of their designated tobacco products sold during that two-year period, if

(a) in the case of cigarettes, the manufacturer's total sales of that product, per year, is less than 1% of the total sales of that product in Canada in the year preceding the two-year period, as well as in the first year of that period; and

(b) in the case of kreteks, the manufacturer's total sales of that product, per year, is less than 5% of the total sales of that product in Canada in the year preceding the two-year period, as well as in the first year of that period.

Short report — content

(9) The short report must set out the information referred to in subsection (2) in relation to the tar, nicotine, carbon monoxide, benzene, hydrogen cyanide and formaldehyde emissions contained in the smoke produced from the designated tobacco product, as well as the information referred to in subsection (7).

(13) The portion of subsection 14(11) of the Regulations before subparagraph (a)(ii) is replaced by the following:

Exemption — functional relationship of certain emissions

(11) A manufacturer may, on or before December 1 of the year before the year for which the exemption is sought, apply to the Minister for an exemption from the requirement to submit the report referred to in subsection (1) in respect of the emissions that are contained in the smoke produced from a particular brand of cigarettes that is sold in a year, if the manufacturer provides to the Minister the content and results of a statistical analysis done under the conditions set out in paragraph (6)(b), that demonstrates,

(12) Les paragraphes 14(7) à (10) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Niveau du pH

(7) Le rapport comporte également le pH de la fumée principale, calculé conformément à la méthode officielle T-113 du ministère de la Santé, intitulée *Détermination du pH de la fumée principale de tabac*, dans sa version du 31 décembre 2016.

Rapport abrégé

(8) Au lieu de transmettre le rapport visé au paragraphe (1), le fabricant peut transmettre un rapport abrégé tous les deux ans à l'égard de ses produits du tabac désignés qui sont vendus au cours de cette période de deux ans lorsque :

a) dans le cas des cigarettes, ses ventes totales, calculées par année, représentent moins de 1 % de l'ensemble des ventes de ce produit au Canada au cours de l'année précédant cette période, ainsi qu'au cours de la première année de la période de deux ans;

b) dans le cas des kreteks, ses ventes totales, calculées par année, représentent moins de 5 % de l'ensemble des ventes de ce produit au Canada au cours de l'année précédant cette période, ainsi qu'au cours de la première année de la période de deux ans.

Rapport abrégé — contenu

(9) Le rapport abrégé comporte les renseignements visés au paragraphe (2) à l'égard des émissions de goudron, de nicotine, de monoxyde de carbone, de benzène, d'acide cyanhydrique et de formaldéhyde propres à la fumée du produit du tabac désigné, ainsi que les renseignements visés au paragraphe (7).

(13) Le passage du paragraphe 14(11) du même règlement précédant le sous-alinéa a)(ii) est remplacé par ce qui suit :

Demande d'exemption — lien fonctionnel

(11) Le fabricant peut demander au ministre de l'exempter de l'obligation de transmettre le rapport visé au paragraphe (1) à l'égard des émissions qui sont contenues dans la fumée dégagée par les cigarettes d'une marque spécifique vendue au cours d'une année, au plus tard le 1^{er} décembre de l'année précédant l'année pour laquelle il demande l'exemption, s'il lui fournit le contenu et les résultats d'une analyse statistique effectuée dans les conditions visées à l'alinéa (6)b), relativement au type

within a 95% confidence limit and in relation to the type of emission exemption sought, the existence of a functional linear relationship

(a) between tar and each of the other emissions, other than nicotine, produced from the combustion of the cigarettes

(i) by using the following formula:

$$y = mx + b$$

where

- y** is the amount of the other emission,
- m** is the slope,
- x** is the mean amount of tar as determined by 7 replicates, and
- b** is the intercept,

(14) Paragraph 14(11)(b) of the Regulations is replaced by the following:

(b) between nicotine and each of the other emissions, other than tar, produced from the combustion of the cigarettes, by making the calculation and applying the analysis and test described in subparagraph (a)(i), except that the reference to “tar” is to be read as a reference to “nicotine”.

(15) Subsection 14(12) of the Regulations is repealed.

(16) Paragraphs 14(13)(a) to (c) of the Regulations are replaced by the following:

(a) a cohort that is composed of two reference cigarette types, as well as of at least 28 different brands that represent the range of tar and nicotine emissions specific to cigarettes sold in Canada, as determined

(i) in the case of mainstream smoke, in accordance with Official Method T-115, entitled *Determination of Tar, Water, Nicotine and Carbon Monoxide in Mainstream Tobacco Smoke*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016, and

(ii) in the case of sidestream smoke, in accordance with Official Method T-212, entitled *Determination of Tar and Nicotine in Sidestream Tobacco Smoke*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016;

(b) a list of the brands of the cigarettes for which the application for exemption is made; and

(c) a list of the properties of the cigarettes, such as the type of tobacco, type of filter and characteristics of the

d'émission en cause, démontrant à une limite de confiance à 95 % qu'il existe un lien fonctionnel linéaire :

a) d'une part, entre le goudron et chacune des autres émissions — à l'exception de la nicotine — dégagée par la combustion des cigarettes, par application des étapes suivantes :

(i) effectuer un calcul selon la formule suivante :

$$y = mx + b$$

où :

- y** représente la quantité de l'autre émission,
- m** la pente,
- x** la quantité moyenne de goudron déterminée à partir de 7 répliqués,
- b** le point d'interception,

(14) L'alinéa 14(11)b) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

b) d'autre part, entre la nicotine et chacune des autres émissions, sauf le goudron, dégagée par la combustion des cigarettes par application des étapes prévues au sous-alinéa a)(i), mais où « goudron » est remplacé par « nicotine ».

(15) Le paragraphe 14(12) du même règlement est abrogé.

(16) Les alinéas 14(13)a) à c) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

a) une cohorte composée de 2 types de cigarettes de référence, ainsi que d'au moins 28 marques qui sont représentatives de la gamme des émissions de goudron et de nicotine propres aux cigarettes vendues au Canada, ces émissions étant mesurées :

(i) dans le cas de la fumée principale, conformément à la méthode officielle T-115 du ministère de la Santé, intitulée *Dosage du goudron, de l'eau, de la nicotine et du monoxyde de carbone dans la fumée principale de tabac*, dans sa version du 31 décembre 2016,

(ii) dans le cas de la fumée latérale, conformément à la méthode officielle T-212 du ministère de la Santé, intitulée *Dosage du goudron et de la nicotine dans la fumée latérale de tabac*, dans sa version du 31 décembre 2016;

b) la liste de toutes les marques de cigarettes pour lesquelles l'exemption est demandée;

c) la liste des propriétés des cigarettes, tels le type de tabac, le type de filtre et les caractéristiques du papier à

cigarette paper used, that demonstrate the functional linear relationship between

- (i) the brands of the cigarettes that form the cohort, and
- (ii) each of the brands of the cigarettes for which the application for exemption is made.

(17) Subsection 14(14) of the Regulations is replaced by the following:

Joint cohort

(14) For the purposes of subsection (13), two or more manufacturers may submit a joint cohort of their cigarette brands.

(18) The portion of subsection 14(15) of the English version of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Minister's decision

(15) The Minister must, without delay, decide to accept or reject

(19) Clauses 14(15)(a)(ii)(A) and (B) of the Regulations are replaced by the following:

- (A)** the mean and standard deviations of the amount of the emissions, other than tar and nicotine, contained in the mainstream smoke,
- (B)** the estimates and 95% confidence limits for the slope m and the intercept b referred to in subparagraph (11)(a)(i),

(20) Paragraph 14(15)(b) of the Regulations is replaced by the following:

- (b)** a cohort submitted in accordance with subsection (13) or (14), based on the methodology used and the representativeness of the cohort.

(21) Section 14 of the Regulations is amended by adding the following after subsection (16):

Content of report

(17) If an application made under subsection (11) is accepted, a manufacturer must submit a report setting out the information referred to in subsection (2) in relation to the tar, nicotine and carbon monoxide emissions contained in the smoke produced from the particular brand of cigarettes, as well as the information referred to in subsection (7).

Time limit

(18) The report must be submitted on or before January 31 of the year after the period covered by the report.

cigarettes utilisé, qui démontrent l'existence du lien fonctionnel linéaire entre :

- (i) d'une part, les différentes marques de cigarettes qui forment la cohorte,
- (ii) d'autre part, chacune des marques de cigarettes pour lesquelles l'exemption est demandée.

(17) Le paragraphe 14(14) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Cohorte conjointe

(14) Pour l'application du paragraphe (13), deux fabricants ou plus peuvent transmettre une cohorte conjointe de leurs marques de cigarettes.

(18) Le passage du paragraphe 14(15) de la version anglaise du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Minister's decision

(15) The Minister must, without delay, decide to accept or reject

(19) Les divisions 14(15)a)(ii)(A) et (B) du même règlement sont remplacées par ce qui suit :

- (A)** les moyennes et les écarts-types de la quantité des émissions présentes dans la fumée principale, à l'exception du goudron et de la nicotine,
- (B)** les estimations et les limites de confiance de 95 % de la pente m et du point d'interception b visés au sous-alinéa (11)a)(i),

(20) L'alinéa 14(15)b) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

- b)** la cohorte transmise aux termes des paragraphes (13) ou (14), en se fondant sur la méthode utilisée et la représentativité de la cohorte.

(21) L'article 14 du même règlement est modifié par adjonction, après le paragraphe (16), de ce qui suit :

Contenu du rapport

(17) Lorsque la demande présentée en vertu du paragraphe (11) est agréée, le fabricant transmet un rapport qui comporte les renseignements visés au paragraphe (2) à l'égard des émissions de goudron, de nicotine et de monoxyde de carbone propres à la fumée des cigarettes de la marque spécifique, ainsi que les renseignements visés au paragraphe (7).

Date limite

(18) Le rapport est transmis au plus tard le 31 janvier de l'année suivant la période visée par le rapport.

Exception — identical products

(19) A manufacturer is not required to submit a report in respect of a particular brand of designated tobacco product if the manufacturer

- (a)** submits a report under this section in respect of another brand of designated tobacco product; and
- (b)** identifies in the report all other brands of identical products, including the particular brand.

Definition of “identical products”

(20) In this section, **identical products** means designated tobacco products that are sold by a manufacturer under more than one brand, that are manufactured using identical manufacturing processes and that

- (a)** contain identical ingredients, except those used in the manufacture of colouring agents in the cigarette papers;
- (b)** have identical dimensions; and
- (c)** perform in an identical manner under the same conditions.

9 The headings before section 14.1 and sections 14.1 to 15 of the Regulations are replaced by the following:

Report on Toxicity of Cigarette Emissions

Definitions

14.1 The following definitions apply in this section and section 14.2.

cigarette means any roll or tubular construction that contains tobacco, has a wrapper or cover made of paper and is consumed through the inhalation of the products of combustion, but does not include a bidi, cigar, kretek or little cigar. (*cigarette*)

identical cigarettes means cigarettes that are sold by a manufacturer under more than one brand, that are manufactured using identical manufacturing processes and that

- (a)** contain identical ingredients, except those used in the manufacture of colouring agents in the cigarette papers;
- (b)** have identical dimensions; and
- (c)** perform in an identical manner under the same conditions. (*cigarette identiques*)

Exception — produits identiques

(19) Le fabricant n'est pas tenu de transmettre un rapport à l'égard d'une marque spécifique de produits du tabac désignés :

- a)** s'il transmet un rapport aux termes du présent article à l'égard d'une autre marque de produits du tabac désignés;
- b)** s'il identifie dans le rapport toutes les marques de produits identiques, y compris la marque spécifique.

Définition de « produits identiques »

(20) Au présent article, **produits identiques** s'entend des produits du tabac désignés vendus par un fabricant sous plus d'une marque, qui sont fabriqués selon les mêmes procédés de fabrication et qui répondent aux critères suivants :

- a)** ils contiennent des ingrédients identiques, sauf ceux utilisés dans la fabrication des agents colorants dans les papiers à cigarettes;
- b)** ils sont de format identique;
- c)** ils donnent des résultats identiques dans les mêmes conditions.

9 Les intertitres précédant l'article 14.1 et les articles 14.1 à 15 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Rapport sur la toxicité des émissions des cigarettes

Définitions

14.1 Les définitions ci-après s'appliquent au présent article et à l'article 14.2.

cigarette S'entend de tout rouleau ou article de forme tubulaire qui contient du tabac, dont l'enveloppe est faite de papier et qui se consomme par inhalation des produits de combustion, à l'exclusion des bidis, des cigares, des kreteks et des petits cigares. (*cigarette*)

cigarettes identiques S'entend des cigarettes vendues par un fabricant sous plus d'une marque, qui sont fabriquées selon les mêmes procédés de fabrication et qui répondent aux critères suivants :

- a)** elles contiennent des ingrédients identiques, sauf ceux utilisés dans la fabrication des agents colorants dans les papiers à cigarettes;
- b)** elles sont de format identique;
- c)** elles donnent des résultats identiques dans les mêmes conditions. (*identical cigarettes*)

Annual Testing

14.2 (1) The report on the toxicity of cigarette emissions must include the results of toxicity testing performed in accordance with subsection (6) on every brand of cigarettes that the manufacturer sells during a year.

Presentation of results

(2) The report must set out the date of manufacture of the cigarettes tested, the start and end dates of the tests and the name of the applicable official method prepared by the Department of Health that is used to perform the tests.

Method of collecting data

(3) The following official methods must be used to collect toxicity data:

- (a)** Official Method T-501, entitled *Bacterial Reverse Mutation Assay for Mainstream Tobacco Smoke*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016;
- (b)** Official Method T-502, entitled *Neutral Red Uptake Assay for Mainstream Tobacco Smoke*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016; and
- (c)** Official Method T-503, entitled *In Vitro Micronucleus Assay for Mainstream Tobacco Smoke*, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016.

Number of replicates of sample

(4) The results of the tests performed in accordance with paragraph (3)(a) or (b) must be based on three replicates of a sample.

Sampling

(5) The sampling of cigarettes for the purpose of toxicity testing is to be performed in accordance with the procedures referred to in paragraph 12(3)(a).

Conditioning

(6) The sample to be used for the purpose of toxicity testing is to be conditioned in an environment described in the standard referred to in subsection 14(3.1).

Exception – identical cigarettes

(7) A manufacturer is not required to submit a report in respect of a particular brand of cigarettes if the manufacturer

- (a)** submits a report under this section in respect of another brand of cigarettes; and
- (b)** identifies in the report all other brands of identical cigarettes, including the particular brand.

Essai annuel

14.2 (1) Le rapport sur la toxicité des émissions de cigarettes comporte les résultats des essais de toxicité effectués conformément au paragraphe (6) sur chacune des marques de cigarettes vendues par le fabricant au cours d'une année.

Résultats

(2) Le rapport comporte la date de fabrication des cigarettes à l'essai, la date du début et de la fin de chaque essai et la méthode officielle du ministère de la Santé qui est utilisée.

Méthode de collecte des données

(3) Les données toxicologiques sont recueillies conformément aux méthodes officielles suivantes :

- a)** la méthode officielle T-501 du ministère de la Santé, intitulée *Essai de mutation réverse chez des bactéries avec de la fumée principale de tabac*, dans sa version du 31 décembre 2016;
- b)** la méthode officielle T-502 du ministère de la Santé, intitulée *Essai de fixation du colorant rouge neutre avec de la fumée principale de tabac*, dans sa version du 31 décembre 2016;
- c)** la méthode officielle T-503 du ministère de la Santé, intitulée *Essai in vitro du micronoyau avec de la fumée principale de tabac*, dans sa version du 31 décembre 2016.

Nombre de réplicats

(4) Les résultats des essais effectués aux termes des alinéas (3)a) ou b) sont déterminés à partir de trois réplicats d'un échantillon.

Échantillonnage

(5) L'échantillonnage des cigarettes aux fins d'essai de toxicité s'effectue conformément aux méthodes visées à l'alinéa 12(3)a).

Conditionnement

(6) L'échantillon à utiliser aux fins d'essai de toxicité est conditionné dans l'environnement prévu dans la norme visée au paragraphe 14(3.1).

Exception – cigarettes identiques

(7) Le fabricant n'est pas tenu de transmettre un rapport à l'égard d'une marque spécifique de cigarettes :

- a)** s'il transmet un rapport aux termes du présent article à l'égard d'une autre marque de cigarettes;
- b)** s'il identifie dans le rapport toutes les marques de produits identiques, y compris la marque spécifique.

Time limit

(8) The manufacturer must submit the report on or before January 31 of the year after the year covered by the report.

Report on Research and Development Activities

Report

15 (1) The report on research and development activities must include the information described in subsection (2) for any activity that was undertaken, continued or completed by or on behalf of the manufacturer in respect of a consumer tobacco product during a year, whether the tobacco product is for sale or not, including research regarding

- (a)** its toxicity;
- (b)** its health effects;
- (c)** its ingredients;
- (d)** its taste and flavour;
- (e)** its modification;
- (f)** its marketing, if applicable; and
- (g)** the manner in which it is used by consumers, if applicable.

Content of report

(2) The report must include

- (a)** a full copy of every research report or, if the research and development activity is not complete, any progress reports, synopses or outlines made in respect of that activity;
- (b)** the date on which the activity began; and
- (c)** the date of completion of the activity or the expected duration of the activity.

Report — declaration

(3) However, if no research and development activities were undertaken, continued or completed during a year, the manufacturer must include a statement to that effect in the report.

Time limit

(4) The report must be submitted on or before January 31 of the year after the year covered by the report.

Date limite

(8) Le fabricant transmet le rapport au plus tard le 31 janvier de l'année suivant l'année visée par le rapport.

Rapport sur les activités de recherche et de développement

Rapport

15 (1) Le rapport sur les activités de recherche et de développement comporte les renseignements visés au paragraphe (2) pour toute activité entreprise, en cours ou terminée au cours d'une année par le fabricant ou pour son compte, à l'égard d'un produit du tabac pour consommation — en vente ou non —, notamment sur les caractéristiques suivantes du produit :

- a)** sa toxicité;
- b)** ses effets sur la santé;
- c)** ses ingrédients;
- d)** son goût et sa saveur;
- e)** ses modifications;
- f)** sa mise en marché, le cas échéant;
- g)** les façons dont les consommateurs l'utilisent, le cas échéant.

Contenu du rapport

(2) Le rapport comporte ce qui suit :

- a)** le texte intégral de tout rapport de recherche ou, dans le cas où l'activité de recherche et de développement n'est pas terminée, des rapports d'étapes, des synopsis ou des plans élaborés s'y rapportant;
- b)** la date à laquelle l'activité a commencé;
- c)** la date de son achèvement ou sa durée prévue.

Rapport — déclaration

(3) Toutefois, lorsqu'aucune activité de recherche et de développement n'est entreprise, en cours ou terminée au cours d'une année, le fabricant doit en faire mention dans le rapport.

Date limite

(4) Le rapport est transmis au plus tard le 31 janvier de l'année suivant l'année visée par le rapport.

10 The headings before section 16 and section 16 of the Regulations are replaced by the following:

Reports on Promotional Activities

Semi-annual Reports

Report

16 (1) Each report on a promotional activity must include, for the semi-annual period covered by the report, the information described, respectively, in sections 17 to 24.

Report — declaration

(2) If none of the activities described in one of those sections is undertaken during a semi-annual period, the manufacturer must include a statement to that effect in the report.

Time limit

(3) The report must be submitted at the following times:

(a) for the period beginning on January 1 and ending on June 30 of a year, on or before July 31 of that year; and

(b) for the period beginning on July 1 and ending on December 31 of a year, on or before January 31 of the following year.

Definition of “product”

(4) For the purposes of sections 17, 18 and 22, *product* means a consumer tobacco product, as well as any accessory or product that displays a consumer tobacco product-related brand element or a manufacturer’s name.

11 The heading before section 17 of the Regulations is replaced by the following:

Report on Advertising in Publications

12 (1) The portion of subsection 17(1) of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

Content of report

17 (1) The report must set out the following information in respect of the advertising of products in a publication:

(2) Subsection 17(1) of the Regulations is amended by striking out “and” after paragraph (b) and by replacing paragraph (c) with the following:

(c) for each province, the amount of the expenses incurred, by brand or, if applicable, by brand family, for

10 Les intertitres précédant l’article 16 et l’article 16 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Rapports sur les activités de promotion

Rapports semestriels

Rapport

16 (1) Chaque rapport sur les activités de promotion comporte, par semestre, les renseignements visés aux articles 17 à 24, respectivement.

Rapport — déclaration

(2) Lorsqu’aucune des activités prévues à l’un de ces articles n’est entreprise durant un semestre, le fabricant doit en faire mention dans le rapport.

Délai

(3) Le rapport est transmis dans les délais suivants :

a) pour le semestre du 1^{er} janvier au 30 juin, au plus tard le 31 juillet suivant;

b) pour le semestre du 1^{er} juillet au 31 décembre, au plus tard le 31 janvier suivant.

Définition de « produit »

(4) Pour l’application des articles 17, 18 et 22, *produit* s’entend d’un produit du tabac pour consommation, d’un accessoire ou d’un article sur lequel figure un élément de marque d’un produit du tabac pour consommation ou le nom d’un fabricant.

11 L’intertitre précédant l’article 17 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Rapport sur l’annonce dans une publication

12 (1) Le passage du paragraphe 17(1) du même règlement précédant l’alinéa a) est remplacé par ce qui suit :

Contenu du rapport

17 (1) Le rapport comporte les renseignements ci-après à l’égard des produits annoncés dans une publication :

(2) L’alinéa 17(1)c) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

c) pour chaque province, le montant des dépenses engagées pour les études de marché, le développement

market research, development, and design in relation to the advertisement; and

(d) the amount of the expenses incurred for the publication of the advertisement.

(3) Subsection 17(2) of the Regulations is replaced by the following:

Digital image

(2) The report must include a digital image of the advertisement and the image must display

(a) colours that are as close as possible to the colours of the advertisement;

(b) any text that appears on the advertisement, in legible characters;

(c) the brand name associated with the advertisement or, if the advertisement relates to a brand family, the brand elements used to identify the brand family; and

(d) the dimensions of the advertisement.

13 The heading before section 18 and sections 18 to 20 of the Regulations are replaced by the following:

Report on Advertising on Signs

Content of report

18 (1) The report must set out the following information in respect of the advertising of a product by means of information advertising or brand-preference advertising on a sign that is posted in a place where young persons are not permitted by law:

(a) the amount of the expenses incurred for market research, development and design in relation to the sign;

(b) the amount of the expenses incurred for the manufacturing of the sign;

(c) for each province, by brand or, if applicable, by brand family, the amount of consideration given by the manufacturer for the posting of the sign and, if a consideration other than money is given, a description of the consideration and its money value;

(d) for each province, the number of establishments, as well as their names and street addresses, in which the sign was posted; and

(e) the period during which the sign was posted in the establishment.

et la conception de l'annonce, par marque ou, le cas échéant, par famille de marques;

d) le montant des dépenses engagées pour la publication de l'annonce.

(3) Le paragraphe 17(2) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Image numérique

(2) Le rapport comporte une image numérique de l'annonce qui présente les caractéristiques suivantes :

a) elle affiche les couleurs de l'annonce le plus fidèlement possible;

b) elle fait voir en caractères lisibles le texte qui figure sur l'annonce;

c) elle comporte le nom commercial associé à l'annonce ou, lorsque l'annonce porte sur une famille de marques, les éléments de marques utilisés pour identifier la famille de marques;

d) elle comporte les dimensions de l'annonce.

13 L'intertitre précédant l'article 18 et les articles 18 à 20 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Rapport sur l'annonce par affichage

Contenu du rapport

18 (1) Le rapport comporte les renseignements ci-après à l'égard de la publicité informative ou préférentielle d'un produit sur une affiche placée dans un endroit dont l'accès est interdit aux jeunes par la loi :

a) le montant des dépenses engagées pour les études de marché, le développement et la conception de l'affiche;

b) le montant des dépenses engagées pour la fabrication de l'affiche;

c) pour chaque province, par marque ou, le cas échéant, par famille de marques, le montant de la contrepartie donnée par le fabricant pour placer l'affiche et, lorsqu'elle n'est pas en espèces, une description de celle-ci et sa valeur monétaire;

d) pour chaque province, le nombre d'établissements dans lesquels l'affiche est placée, ainsi que les nom et adresse municipale de ceux-ci;

e) la période pendant laquelle l'affiche est placée dans l'établissement.

Digital image

(2) The report must include a digital image of the sign and the image must

- (a)** display colours that are as close as possible to the colours of the sign;
- (b)** display any text that appears on the sign, in legible characters;
- (c)** include the brand name associated with the sign or, if the sign relates to a brand family, the brand elements used to identify the brand family; and
- (d)** include the dimensions of the sign.

Report on Promotions on Permanent Facilities

Content of report

19 (1) The report must set out the following information in respect of a consumer tobacco product-related brand element or name of a manufacturer that appears in a promotion that is displayed on a permanent facility:

- (a)** the name, the street address and a description of the facility;
- (b)** the expected duration of the display of the promotion on the facility;
- (c)** the amount of the expenses incurred for market research, development and design in relation to the promotion;
- (d)** the amount of the expenses incurred for manufacturing the promotion; and
- (e)** for each province, by brand or, if applicable, by brand family, the amount of expenses incurred for the display of the promotion on the facility.

Digital image

(2) The report must include a digital image of the promotion that is displayed on the permanent facility and the digital image must

- (a)** display colours that are as close as possible to the colours of the promotion;
- (b)** display any text that appears in the promotion, in legible characters; and
- (c)** include the dimensions of the promotion.

Image numérique

(2) Le rapport comporte une image numérique de l'affiche qui présente les caractéristiques suivantes :

- a)** elle affiche les couleurs de l'affiche le plus fidèlement possible;
- b)** elle fait voir en caractères lisibles le texte qui figure sur l'affiche;
- c)** elle comporte le nom commercial associé à l'affiche ou, lorsque l'image porte sur une famille de marques, les éléments de marque utilisés pour identifier la famille de marques;
- d)** elle comporte les dimensions de l'affiche.

Rapport sur la promotion sur les installations permanentes

Contenu du rapport

19 (1) Le rapport comporte les renseignements ci-après à l'égard des éléments de marque d'un produit du tabac pour consommation ou du nom d'un fabricant qui apparaissent dans une promotion utilisée sur une installation permanente :

- a)** les nom, adresse municipale et description de l'installation;
- b)** la durée prévue d'utilisation de la promotion sur l'installation;
- c)** le montant des dépenses engagées pour les études de marché, le développement et la conception de la promotion;
- d)** le montant des dépenses engagées pour la fabrication de la promotion;
- e)** pour chaque province, par marque ou, le cas échéant, par famille de marques, le montant des dépenses engagées pour l'utilisation de la promotion sur l'installation.

Image numérique

(2) Le rapport comporte une image numérique de la promotion qui est utilisée sur une installation permanente qui présente les caractéristiques suivantes :

- a)** elle affiche le plus fidèlement possible les couleurs de la promotion;
- b)** elle fait voir en caractères lisibles le texte qui figure dans la promotion;
- c)** elle comporte les dimensions de la promotion.

Report on Packaging Expenses

Content of report

20 The report must set out, by brand and type of package, the following information in respect of expenses relating to the packaging of cigarettes, little cigars, smokeless tobacco and cigarette tobacco:

- (a) the amount of the expenses incurred for market research, development and design in relation to the packaging; and
- (b) the amount of the expenses incurred for the manufacturing of each package, including any promotional material that accompanies the package and any packaging material that is used in or over the package.

14 Section 21 of the Regulations and the heading before it are repealed.

15 The heading before section 22 and sections 22 to 24 of the Regulations are replaced by the following:

Report on Signs, Displays and Other Promotions at Retail

Content of report

22 (1) The report must set out the following information in respect of a sign, display unit or other means of promotion provided by a manufacturer for use at retail, to indicate the sale of a product or its price:

- (a) the amount of the expenses incurred for
 - (i) market research, development and design in relation to the sign, display unit or other means of promotion,
 - (ii) the distribution of the sign, display unit or other means of promotion, and
 - (iii) the manufacturing of the sign, display unit or other means of promotion; and
- (b) for each province, by brand or, if applicable, by brand family, the amount of the consideration given by the manufacturer for the following purposes and, if a consideration other than money is given, a description of the consideration and its money value:
 - (i) the posting of the sign or placement of the display unit,
 - (ii) the display or sale of the product, or

Rapport sur les dépenses liées à l'emballage

Contenu du rapport

20 Le rapport comporte les renseignements ci-après à l'égard des dépenses liées à l'emballage des cigarettes, des petits cigares, du tabac à cigarettes et du tabac sans fumée, par marque et par type d'emballage :

- a) le montant des dépenses engagées pour les études de marché, le développement et la conception de l'emballage;
- b) le montant des dépenses engagées pour la fabrication d'un emballage, par unité, ainsi que pour tout matériel relatif à une promotion qui l'accompagne et tout matériel d'emballage utilisé par-dessus ou à l'intérieur de celui-ci.

14 L'article 21 du même règlement et l'intertitre le précédant sont abrogés.

15 L'intertitre précédant l'article 22 et les articles 22 à 24 du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

Rapport sur l'affichage, l'exposition et la promotion dans un établissement de vente au détail

Contenu du rapport

22 (1) Le rapport comporte les renseignements ci-après concernant la fourniture — par le fabricant — d'affiches, de présentoirs ou de tout autre moyen de promotion servant à signaler la vente d'un produit ou son prix dans un établissement de vente au détail :

- a) le montant des dépenses engagées pour les fins ci-après :
 - (i) les études de marché, le développement et la conception de l'affiche, du présentoir ou de l'autre moyen de promotion,
 - (ii) la distribution de l'affiche, du présentoir ou de l'autre moyen de promotion,
 - (iii) la fabrication de l'affiche, du présentoir ou de l'autre moyen de promotion;
- b) pour chaque province, par marque ou, le cas échéant, par famille de marques, le montant de la contrepartie donnée pour les fins ci-après et, lorsqu'elle n'est pas en espèces, une description de celle-ci et sa valeur monétaire :
 - (i) le placement de l'affiche ou du présentoir,
 - (ii) l'exposition ou la vente du produit,

(iii) any other promotion of the product; and

(c) for each province, the number of establishments to which consideration has been given by the manufacturer to post a sign, place a display unit or to display or sell a product.

Digital image

(2) The report must include a digital image of the sign, display unit or other means of promotion on which a brand element or a manufacturer's name appears and the image must

(a) display colours that are as close as possible to the colours of the sign, display unit or other promotion;

(b) display any text that appears on the sign, display unit or other promotion, in legible characters; and

(c) include the dimensions of the sign, display unit or other means of promotion.

Report on Accessories

Content of report

23 (1) The report must set out the following information in respect of accessories that are sold by the manufacturer and that display a consumer tobacco product-related brand element or a manufacturer's name:

(a) the number of accessories sold, by province; and

(b) the amount of the expenses incurred for the following:

(i) market research, development and design in relation to the accessory,

(ii) the manufacturing of the accessory, and

(iii) the distribution of the accessory.

Digital image

(2) The report must include a digital image, taken on a white background, of each side of the accessory on which a brand element or a manufacturer's name appears and the image must

(a) display colours that are as close as possible to the colours of the accessory and of the brand element or name;

(b) display any text that appears on the side of the accessory, in legible characters; and

(c) include the dimensions of the accessory.

(iii) toute autre promotion du produit;

(c) pour chaque province, le nombre d'établissements auxquels le fabricant a offert une contrepartie afin d'y placer les affiches ou les présentoirs, ou pour exposer ou vendre les produits.

Image numérique

(2) Le rapport comporte une image numérique de l'affiche, du présentoir ou de l'autre moyen de promotion sur lequel figure un élément de marque ou le nom d'un fabricant, qui présente les caractéristiques suivantes :

a) elle affiche le plus fidèlement possible les couleurs de l'affiche, du présentoir ou de la promotion;

b) elle fait voir en caractères lisibles le texte qui figure sur l'affiche, sur le présentoir ou dans la promotion;

c) elle comporte les dimensions de l'affiche, du présentoir ou de l'autre moyen de promotion.

Rapport sur les accessoires

Contenu du rapport

23 (1) Le rapport comporte les renseignements ci-après à l'égard des accessoires qui sont vendus par le fabricant et qui arborent des éléments de marque d'un produit du tabac pour consommation ou le nom d'un fabricant :

a) le nombre d'accessoires vendus, par province;

b) le montant des dépenses engagées aux fins suivantes :

(i) les études de marché, le développement et la conception de l'accessoire,

(ii) la fabrication de l'accessoire,

(iii) la distribution de l'accessoire.

Image numérique

(2) Le rapport comporte une image numérique prise sur fond blanc, montrant chaque côté de l'accessoire sur lequel apparaissent les éléments de marque ou le nom d'un fabricant, qui présente les caractéristiques suivantes :

a) elle affiche les couleurs de l'accessoire et de l'élément de marque ou du nom le plus fidèlement possible;

b) elle fait voir en caractères lisibles le texte qui se trouve sur le côté de l'accessoire;

c) elle comporte les dimensions de l'accessoire.

Report on Other Products

Content of report

24 (1) The report must set out the following information in respect of non-tobacco products, other than accessories, that are sold by a manufacturer and that display a consumer tobacco product-related brand element or a manufacturer's name:

- (a) the number of non-tobacco products sold, by province; and
- (b) the amount of the expenses incurred for the following:
 - (i) market research, development and design in relation to the product,
 - (ii) the manufacturing of the product, and
 - (iii) the distribution of the product.

Digital image

(2) The report must include a digital image, taken on a white background, of each side of the non-tobacco product on which a brand element or a manufacturer's name appears and the image must

- (a) display colours that are as close as possible to the colours of the non-tobacco product and of the brand element or name;
- (b) display any text that appears on the side of the non-tobacco product, in legible characters; and
- (c) include the dimensions of the non-tobacco product.

16 Part 6 of the Regulations is repealed.

17 Schedule 1 to the Regulations is amended by replacing the reference after the heading "SCHEDULE 1" with the following:

(Section 1 and subsection 12(2))

18 The portion of items 1 to 6 of Schedule 1 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Official Method
1	Official Method T-301, <i>Determination of Nicotine-Related Alkaloids in Whole Tobacco by GC-TSD</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
2	Official Method T-302, <i>Determination of Ammonia in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

Rapport sur les articles divers

Contenu du rapport

24 (1) Le rapport comporte les renseignements ci-après à l'égard des articles — autres que les produits du tabac ou les accessoires — qui sont vendus par le fabricant et qui arborent des éléments de marque d'un produit du tabac pour consommation ou le nom d'un fabricant :

- a) le nombre d'articles vendus, par province;
- b) le montant des dépenses engagées aux fins suivantes :
 - (i) les études de marché, le développement et la conception de l'article,
 - (ii) la fabrication de l'article,
 - (iii) la distribution de l'article.

Image numérique

(2) Le rapport comporte une image numérique prise sur fond blanc, montrant chaque côté de l'article sur lequel apparaissent des éléments de marque ou le nom d'un fabricant, qui présente les caractéristiques suivantes :

- a) elle affiche les couleurs de l'article et de l'élément de marque ou du nom le plus fidèlement possible;
- b) elle fait voir en caractères lisibles le texte qui se trouve sur le côté de l'article;
- c) elle comporte les dimensions de l'article.

16 La partie 6 du même règlement est abrogée.

17 Les renvois qui suivent le titre « ANNEXE 1 », à l'annexe 1 du même règlement, sont remplacés par ce qui suit :

(article 1 et paragraphe 12(2))

18 Le passage des articles 1 à 6 de l'annexe 1 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
1	Méthode officielle T-301 du ministère de la Santé, <i>Dosage des alcaloïdes associés à la nicotine dans le tabac entier par le CPG-DTS</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
2	Méthode officielle T-302 du ministère de la Santé, <i>Dosage de l'ammoniac dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

Column 2	
Item	Official Method
3	Official Method T-304, <i>Determination of Humectants in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
4	Official Method T-306, <i>Determination of Toxic Trace Metals (Ni, Pb, Cd, Cr, As, Se and Hg) in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
5	Official Method T-307, <i>Determination of Benzo[a]pyrene in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
6	Official Method T-308, <i>Determination of Nitrate in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

19 Item 7 of Schedule 1 to the Regulations is replaced by the following:

Item	Column 1 Constituent	Column 2 Official Method
7	<p>(a) <i>N</i>-nitrosonornicotine</p> <p>(b) 4-(methylnitrosoamino)-1-(3-pyridyl)-1-butanone</p> <p>(c) <i>N</i>-nitrosoanatabine</p> <p>(d) <i>N</i>-nitrosoanabasine</p>	<p>Official Method T-309A, <i>Determination of Tobacco Specific Nitrosamines in Whole Tobacco by GC-TEA</i>, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016,</p> <p>or</p> <p>Official Method T-309B, <i>Determination of Tobacco Specific Nitrosamines in Whole Tobacco by LC-MS/MS</i>, prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016</p>

20 The portion of items 8 to 10 of Schedule 1 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Item	Column 2 Official Method
8	Official Method T-311, <i>Determination of Triacetin in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
9	Official Method T-312, <i>Determination of Sodium Propionate in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
10	Official Method T-313, <i>Determination of Sorbic Acid in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
3	Méthode officielle T-304 du ministère de la Santé, <i>Dosage des humectants dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
4	Méthode officielle T-306 du ministère de la Santé, <i>Dosage des métaux - traces toxiques (nickel, plomb, cadmium, chrome, arsenic, sélénium, et mercure) dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
5	Méthode officielle T-307 du ministère de la Santé, <i>Dosage du benzo[a]pyrène dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
6	Méthode officielle T-308 du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrates dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

19 L'article 7 de l'annexe 1 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 1 Constituant	Colonne 2 Méthode officielle
7	<p>a) <i>N</i>-nitrosonornicotine</p> <p>b) 4-(méthylnitrosoamino)-1-(3-pyridyl)-1-butanone</p> <p>c) <i>N</i>-nitrosoanatabine</p> <p>d) <i>N</i>-nitrosoanabasine</p>	<p>Méthode officielle T-309A du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrosamines spécifiques au tabac dans le tabac entier par le CPG-AET</i>, dans sa version du 31 décembre 2016 ou</p> <p>Méthode officielle T-309B du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrosamines spécifiques du tabac dans le tabac entier par CL/SM/SM</i>, dans sa version du 31 décembre 2016</p>

20 Le passage des articles 8 à 10 de l'annexe 1 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 2 Méthode officielle
8	Méthode officielle T-311 du ministère de la Santé, <i>Dosage de la triacétine dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
9	Méthode officielle T-312 du ministère de la Santé, <i>Dosage du propionate de sodium dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
10	Méthode officielle T-313 du ministère de la Santé, <i>Dosage de l'acide sorbique dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

21 Item 11 of Schedule 1 to the Regulations is replaced by the following:

	Column 1	Column 2
Item	Constituent	Official Method
11	Eugenol[2-methoxy-4-(2-propenyl)phenol]	Official Method T-314, <i>Determination of Eugenol in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

22 Schedule 2 to the Regulations is amended by replacing the reference after the heading “SCHEDULE 2” with the following:

(Section 1, subsection 14(2) and paragraph 14(5)(a))

23 The portion of item 1 of Schedule 2 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

	Column 2
Item	Official Method
1	Official Method T-101, <i>Determination of Ammonia in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

24 Item 2 of Schedule 2 to the Regulations is replaced by the following:

	Column 1	Column 2
Item	Emission	Official Method
2	(a) 1-aminonaphthalene (b) 2-aminonaphthalene (c) 3-aminobiphenyl (d) 4-aminobiphenyl	Official Method T-102, <i>Determination of Aromatic Amines in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

25 The portion of items 3 and 4 of Schedule 2 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

	Column 2
Item	Official Method
3	Official Method T-103, <i>Determination of Benzo[a]pyrene in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
4	Official Method T-104, <i>Determination of Selected Carbonyls in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

21 L'article 11 de l'annexe 1 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Constituant	Méthode officielle
11	Eugénol[2-méthoxy-4-(2-propényl)phénol]	Méthode officielle T-314 du ministère de la Santé, <i>Dosage de l'eugénol dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

22 Les renvois qui suivent le titre « ANNEXE 2 », à l'annexe 2 du même règlement, sont remplacés par ce qui suit :

(article 1, paragraphe 14(2) et alinéa 14(5)a))

23 Le passage de l'article 1 de l'annexe 2 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 2
Article	Méthode officielle
1	Méthode officielle T-101 du ministère de la Santé, <i>Dosage de l'ammoniac dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

24 L'article 2 de l'annexe 2 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Émission	Méthode officielle
2	a) 1-aminonaphtalène b) 2-aminonaphtalène c) 3-aminobiphényle d) 4-aminobiphényle	Méthode officielle T-102 du ministère de la Santé, <i>Dosage des amines aromatiques dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

25 Le passage des articles 3 et 4 de l'annexe 2 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 2
Article	Méthode officielle
3	Méthode officielle T-103 du ministère de la Santé, <i>Dosage du benzo[a]pyrène dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
4	Méthode officielle T-104 du ministère de la Santé, <i>Dosage de certains carbonyles dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

26 Item 5 of Schedule 2 to the Regulations is replaced by the following:

	Column 1	Column 2
Item	Emission	Official Method
5	Eugenol[2-methoxy-4-(2-propenyl)phenol]	Official Method T-105, <i>Determination of Eugenol in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

27 The portion of items 6 to 9 of Schedule 2 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

	Column 2
Item	Official Method
6	Official Method T-107, <i>Determination of Hydrogen Cyanide in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
7	Official Method T-108, <i>Determination of Mercury in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
8	Official Method T-109, <i>Determination of Toxic Trace Metals (Ni, Pb, Cd, Cr, As, Se) in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
9	Official Method T-110, <i>Determination of Oxides of Nitrogen in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

28 Item 10 of Schedule 2 to the Regulations is replaced by the following:

	Column 1	Column 2
Item	Emission	Official Method
10	(a) <i>N</i> -nitrosonornicotine (b) 4-(methylnitrosoamino)-1-(3-pyridyl)-1-butanone (c) <i>N</i> -nitrosoanatabine (d) <i>N</i> -nitrosoanabasine	Official Method T-111A, <i>Determination of Tobacco Specific Nitrosamines in Mainstream Tobacco Smoke by GC-TEA</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016, or Official Method T-111B, <i>Determination of Tobacco Specific Nitrosamines in Mainstream Tobacco Smoke by LC-MS/MS</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

26 L'article 5 de l'annexe 2 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Émission	Méthode officielle
5	Eugénol[2-méthoxy-4-(2-propényl)phénol]	Méthode officielle T-105 du ministère de la Santé, <i>Dosage de l'eugénol dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

27 Le passage des articles 6 à 9 de l'annexe 2 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 2
Article	Méthode officielle
6	Méthode officielle T-107 du ministère de la Santé, <i>Dosage de l'acide cyanhydrique dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
7	Méthode officielle T-108 du ministère de la Santé, <i>Dosage du mercure dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
8	Méthode officielle T-109 du ministère de la Santé, <i>Dosage des métaux - traces toxiques (nickel, plomb, cadmium, chrome, arsenic, sélénium) dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
9	Méthode officielle T-110 du ministère de la Santé, <i>Dosage des oxydes d'azote dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

28 L'article 10 de l'annexe 2 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Émission	Méthode officielle
10	a) <i>N</i> -nitrosonornicotine b) 4-(méthylnitrosoamino)-1-(3-pyridyl)-1-butanone c) <i>N</i> -nitrosoanatabine d) <i>N</i> -nitrosoanabasine	Méthode officielle T-111A du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrosamines spécifiques au tabac dans la fumée principale de tabac par le CPG-AET</i> , dans sa version du 31 décembre 2016 ou Méthode officielle T-111B du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrosamines spécifiques du tabac dans la fumée principale de tabac par CL/SM/SM</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

29 The portion of items 11 to 13 of Schedule 2 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Official Method
11	Official Method T-112, <i>Determination of Pyridine, Quinoline and Styrene in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
12	Official Method T-114, <i>Determination of Phenols in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
13	Official Method T-115, <i>Determination of Tar, Water, Nicotine and Carbon Monoxide in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

30 (1) The portion of item 14 of Schedule 2 to the English version of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

Column 1	
Item	Emission
14	(a) 1,3-butadiene (b) Isoprene (c) Acrylonitrile (d) Benzene (e) Toluene

(2) The portion of item 14 of Schedule 2 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Official Method
14	Official Method T-116, <i>Determination of Selected Volatiles in Mainstream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

31 Schedule 3 to the Regulations is amended by replacing the reference after the heading “SCHEDULE 3” with the following:

(Section 1, subsection 14(2) and paragraph 14(5)(b))

29 Le passage des articles 11 à 13 de l'annexe 2 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
11	Méthode officielle T-112 du ministère de la Santé, <i>Dosage de la pyridine, de la quinoléine et du styrène dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
12	Méthode officielle T-114 du ministère de la Santé, <i>Dosage des phénols dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
13	Méthode officielle T-115 du ministère de la Santé, <i>Dosage du goudron, de l'eau, de la nicotine et du monoxyde de carbone dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

30 (1) Le passage de l'article 14 de l'annexe 2 de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

Column 1	
Item	Emission
14	(a) 1,3-butadiene (b) Isoprene (c) Acrylonitrile (d) Benzene (e) Toluene

(2) Le passage de l'article 14 de l'annexe 2 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
14	Méthode officielle T-116 du ministère de la Santé, <i>Dosage de certains composés volatils dans la fumée principale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

31 Les renvois qui suivent le titre « ANNEXE 3 », à l'annexe 3 du même règlement, sont remplacés par ce qui suit :

(article 1, paragraphe 14(2) et alinéa 14(5)(b))

32 The portion of item 1 of Schedule 3 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Official Method
1	Official Method T-201, <i>Determination of Ammonia in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

33 Item 2 of Schedule 3 to the Regulations is replaced by the following:

Item	Emission	Column 2 Official Method
2	(a) 1-aminonaphthalene (b) 2-aminonaphthalene (c) 3-aminobiphenyl (d) 4-aminobiphenyl	Official Method T-202, <i>Determination of Aromatic Amines in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

34 The portion of items 3 to 8 of Schedule 3 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Official Method
3	Official Method T-203A, <i>Determination of Benzo[a]pyrene in Sidestream Tobacco Smoke by HPLC</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016, or Official Method T-203B, <i>Determination of Benzo[a]pyrene in Sidestream Tobacco Smoke by GC/MS</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
4	Official Method T-204, <i>Determination of Selected Carbonyls in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
5	Official Method T-205, <i>Determination of Hydrogen Cyanide in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
6	Official Method T-206, <i>Determination of Mercury in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
7	Official Method T-207, <i>Determination of Toxic Trace Metals (Ni, Pb, Cd, Cr, As, Se) in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
8	Official Method T-208, <i>Determination of Oxides of Nitrogen in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

32 Le passage de l'article 1 de l'annexe 3 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
1	Méthode officielle T-201 du ministère de la Santé, <i>Dosage de l'ammoniac dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

33 L'article 2 de l'annexe 3 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Article	Émission	Colonne 2 Méthode officielle
2	a) 1-aminonaphthalène b) 2-aminonaphthalène c) 3-aminobiphényle d) 4-aminobiphényle	Méthode officielle T-202 du ministère de la Santé, <i>Dosage des amines aromatiques dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

34 Le passage des articles 3 à 8 de l'annexe 3 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
3	Méthode officielle T-203A du ministère de la Santé, <i>Dosage du benzo[a]pyrène dans la fumée latérale de tabac par CLHP</i> , dans sa version du 31 décembre 2016 ou Méthode officielle T-203B du ministère de la Santé, <i>Dosage du benzo[a]pyrène dans la fumée latérale de tabac par CG/SM</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
4	Méthode officielle T-204 du ministère de la Santé, <i>Dosage de certains carbonyles dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
5	Méthode officielle T-205 du ministère de la Santé, <i>Dosage de l'acide cyanhydrique dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
6	Méthode officielle T-206 du ministère de la Santé, <i>Dosage du mercure dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
7	Méthode officielle T-207 du ministère de la Santé, <i>Dosage des métaux - traces toxiques (nickel, plomb, cadmium, chrome, arsenic, sélénium) dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
8	Méthode officielle T-208 du ministère de la Santé, <i>Dosage des oxydes d'azote dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

35 Item 9 of Schedule 3 to the Regulations is replaced by the following:

Item	Column 1 Emission	Column 2 Official Method
9	(a) <i>N</i> -nitrosonornicotine (b) 4-(méthylnitrosoamino)-1-(3-pyridyl)-1-butanone (c) <i>N</i> -nitrosoanatabine (d) <i>N</i> -nitrosoanabasine	Official Method T-209A, <i>Determination of Tobacco Specific Nitrosamines in Sidestream Tobacco Smoke by GC-TEA</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016, or Official Method T-209B, <i>Determination of Tobacco Specific Nitrosamines in Sidestream Tobacco Smoke by LC-MS/MS</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

36 The portion of items 10 to 12 of Schedule 3 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Item	Column 2 Official Method
10	Official Method T-210, <i>Determination of Pyridine and Quinoline in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
11	Official Method T-211, <i>Determination of Phenols in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
12	Official Method T-212, <i>Determination of Tar and Nicotine in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

37 (1) The portion of item 13 of Schedule 3 to the English version of the Regulations in column 1 is replaced by the following:

Item	Column 1 Emission
13	(a) 1,3-butadiene (b) Isoprene (c) Acrylonitrile (d) Benzene (e) Toluene (f) Styrene

35 L'article 9 de l'annexe 3 du même règlement est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 1 Émission	Colonne 2 Méthode officielle
	a) <i>N</i> -nitrosonornicotine b) 4-(méthylnitrosoamino)-1-(3-pyridyl)-1-butanone c) <i>N</i> -nitrosoanatabine d) <i>N</i> -nitrosoanabasine	Méthode officielle T-209A du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrosamines spécifiques au tabac dans la fumée latérale de tabac par le CPG-AET</i> , dans sa version du 31 décembre 2016 ou Méthode officielle T-209B du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrosamines spécifiques du tabac dans la fumée latérale de tabac par CP/SM/SM</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

36 Le passage des articles 10 à 12 de l'annexe 3 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Article	Colonne 2 Méthode officielle
10	Méthode officielle T-210 du ministère de la Santé, <i>Dosage de la pyridine et de la quinoléine dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
11	Méthode officielle T-211 du ministère de la Santé, <i>Dosage des phénols dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
12	Méthode officielle T-212 du ministère de la Santé, <i>Dosage du goudron et de la nicotine dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

37 (1) Le passage de l'article 13 de l'annexe 3 de la version anglaise du même règlement figurant dans la colonne 1 est remplacé par ce qui suit :

Item	Column 1 Emission
13	(a) 1,3-butadiene (b) Isoprene (c) Acrylonitrile (d) Benzene (e) Toluene (f) Styrene

(2) The portion of item 13 of Schedule 3 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Official Method
13	Official Method T-213, <i>Determination of Selected Volatiles in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

38 Item 14 of Schedule 3 to the Regulations in column 2 is replaced by the following:

Column 2	
Item	Official Method
14	Official Method T-214, <i>Determination of Carbon Monoxide in Sidestream Tobacco Smoke</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

Transitional Provisions

Definitions

39 The following definitions apply in this section and sections 40 and 41.

former Regulations means the *Tobacco Reporting Regulations*, as they read before the day on which these Regulations come into force. (*règlement antérieur*)

reporting period means a quarter, a month or a semi-annual or annual period that is referred to in subsection 11(4), 13(4), 15(1), 15(3) or 16(1) of the former Regulations and in respect of which a report is required to be submitted to the Minister under those Regulations. (*période de déclaration*)

Sections 12, 14 and 14.2

40 (1) Every manufacturer must report to the Minister, in accordance with the former Regulations, any data obtained under section 12, 14 or 14.2 of the former Regulations from the analyses of tobacco products performed during the portion of the year before the day on which these Regulations come into force.

Reports

(2) Despite these Regulations, every manufacturer must continue to comply with sections 12, 14 and 14.2 of the former Regulations during the portion of the year remaining after the day on which these Regulations come into force, and each report that is required to be submitted under those sections in respect of that portion of the

(2) Le passage de l'article 13 de l'annexe 3 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
13	Méthode officielle T-213 du ministère de la Santé, <i>Dosage de certains composés volatils dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

38 Le passage de l'article 14 de l'annexe 3 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
14	Méthode officielle T-214 du ministère de la Santé, <i>Dosage du monoxyde de carbone dans la fumée latérale de tabac</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

Dispositions transitoires

Définitions

39 Les définitions qui suivent s'appliquent au présent article et aux articles 40 et 41.

période de déclaration S'entend des fréquences — mensuelles, trimestrielles, semestrielles et annuelles — auxquelles les rapports sont transmis au ministre conformément au règlement antérieur, qui sont prévues aux paragraphes 11(4), 13(4), 15(1), 15(3) et 16(1) du règlement antérieur. (*reporting period*)

règlement antérieur S'entend du *Règlement sur les rapports relatifs au tabac*, dans sa version antérieure à la date d'entrée en vigueur du présent règlement. (*former Regulations*)

Articles 12, 14 et 14.2

40 (1) Le fabricant transmet au ministre, conformément au règlement antérieur, les données recueillies conformément aux articles 12, 14 et 14.2 du règlement antérieur lors d'analyses effectuées sur des produits du tabac au cours de l'année écoulée avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement.

Rapports

(2) Malgré le présent règlement, le fabricant continue d'être assujéti aux articles 12, 14 et 14.2 du règlement antérieur pendant la période écoulée entre la date d'entrée en vigueur du présent règlement et la fin de l'année de cette entrée en vigueur. Les rapports que le fabricant est tenu de transmettre au titre de ces articles à l'égard de

year must be submitted in accordance with the former Regulations. However, a manufacturer need not submit a report in respect of the same data more than once.

Sections 11, 13, 15 and 16 to 24

41 Despite these Regulations, every manufacturer must report to the Minister, in accordance with the former Regulations, the information required under sections 11, 13, 15 and 16 to 24 of the former Regulations in respect of the reporting period during which these Regulations come into force. For greater certainty, any analyses performed under subparagraph 11(3)(b)(ix) of the former Regulations for the purpose of reporting in respect of a filter may be performed after the day on which these Regulations come into force.

Consequential Amendments To The Tobacco Products Information Regulations

42 Subsection 8(1) of the *Tobacco Products Information Regulations*² is replaced by the following:

Test methods

(1) Section 5 and subsections 12(3) to (6) of the *Tobacco Reporting Regulations* apply to the testing of a tobacco product for the purpose of obtaining information that is to be displayed in accordance with section 10 of these Regulations.

43 The portion of items 1 to 3 of Schedule 2 to the Regulations in column 2 are replaced by the following:

Column 2	
Item	Official Method
1	Official Method T-309A, <i>Determination of Tobacco Specific Nitrosamines in Whole Tobacco by GC-TEA</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016 or Official Method T-309B, <i>Determination of Tobacco Specific Nitroamines in Whole Tobacco by LC-MS/MS</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016
2	Official Method T-306, <i>Determination of Toxic Trace Metals (Ni, Pb, Cd, Cr, As, Se and Hg) in Whole Tobacco</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

cette période sont transmis conformément au règlement antérieur, mais le fabricant n'est pas tenu de les transmettre plus d'une fois à l'égard des mêmes données.

Articles 11, 13, 15 et 16 à 24

41 Malgré le présent règlement, le fabricant transmet au ministre, conformément au règlement antérieur, les renseignements visés aux articles 11, 13, 15 et 16 à 24 du règlement antérieur à l'égard de la période de déclaration au cours de laquelle le présent règlement entre en vigueur. Il est entendu que les analyses devant faire l'objet d'un rapport, qui sont effectuées en vertu du sous-alinéa 11(3)(b)(ix) du règlement antérieur pour obtenir des données à l'égard d'un filtre, peuvent être effectuées après la date d'entrée en vigueur du présent règlement.

Modifications corrélatives au Règlement sur l'information relative aux produits du tabac

42 Le paragraphe 8(1) du *Règlement sur l'information relative aux produits du tabac*² est remplacé par ce qui suit :

Méthodes d'essai

(1) L'article 5 et les paragraphes 12(3) à (6) du *Règlement sur les rapports relatifs au tabac* s'appliquent aux essais à effectuer pour obtenir l'information à faire paraître conformément à l'article 10 du présent règlement.

43 Le passage des articles 1 à 3 de l'annexe 2 du même règlement figurant dans la colonne 2 est remplacé par ce qui suit :

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
1	Méthode officielle T-309A du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrosamines spécifiques au tabac dans le tabac entier par le CPG-AET</i> , dans sa version du 31 décembre 2016 ou Méthode officielle T-309B du ministère de la Santé, <i>Dosage des nitrosamines spécifiques du tabac dans le tabac entier par CL/SM/SM</i> , dans sa version du 31 décembre 2016
2	Méthode officielle T-306 du ministère de la Santé, <i>Dosage des métaux - traces toxiques (nickel, plomb, cadmium, chrome, arsenic, sélénium et mercure) dans le tabac entier</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

² SOR/2000-272

² DORS/2000-272

Column 2	
Item	Official Method
3	Official Method T-301, <i>Determination of Nicotine-Related Alkaloids in Whole Tobacco by GC-TSD</i> , prepared by the Department of Health, dated December 31, 2016

Coming into Force

44 These Regulations come into force on the day on which they are registered.

[21-1-o]

Colonne 2	
Article	Méthode officielle
3	Méthode officielle T-301 du ministère de la Santé, <i>Dosage des alcaloïdes associés à la nicotine dans le tabac entier par le CPG-DTS</i> , dans sa version du 31 décembre 2016

Entrée en vigueur

44 Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

[21-1-o]

INDEX

COMMISSIONS

Canada Border Services Agency	
Special Import Measures Act	
Certain silicon metal — Decision	2067
Canadian International Trade Tribunal	
Inquiries	
Architect and engineering services	2067
Marine fuel (energy).....	2068
Canadian Radio-television and Telecommunications Commission	
Administrative decisions.....	2070
Decisions	2070
* Notice to interested parties.....	2069
Notices of consultation	2070
Orders	2071
Part 1 applications	2069
National Energy Board	
Application to export electricity to the United States	
Rubicon NYP Corp.....	2071

GOVERNMENT HOUSE

Awards to Canadians	2050
---------------------------	------

GOVERNMENT NOTICES

Bank of Canada	
Statement	
Statement of financial position as at April 30, 2017	2064
Environment, Dept. of the	
Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Federal Environmental Quality Guidelines for Cobalt	2053
Environment, Dept. of the, and Dept. of Health	
Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Publication of final decision after screening assessment of cobalt and cobalt-containing substances, including those specified on the Domestic Substances List (paragraphs 68(b) and 68(c) or subsection 77(6) of the Canadian Environmental Protection Act, 1999)	2053
Privy Council Office	
Appointment opportunities.....	2061

GOVERNMENT NOTICES — *Continued*

Public Safety and Emergency Preparedness, Dept. of	
Criminal Code	
Revocation of designation as fingerprint examiner.....	2061

MISCELLANEOUS NOTICES

Beauharnois, Ville de	
Plans deposited	2073
* Sumitomo Mitsui Banking Corporation of Canada	
Certificate of continuance.....	2073

PARLIAMENT

House of Commons	
* Filing applications for private bills (First Session, Forty-Second Parliament)	2066

PROPOSED REGULATIONS

Environment, Dept. of the	
Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Regulations Amending the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)	2248
Environment, Dept. of the, and Dept. of Health	
Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector).....	2075
Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector).....	2157
Health, Dept. of	
Tobacco Act	
Regulations Amending the Tobacco Reporting Regulations.....	2250

SUPPLEMENTS

Copyright Board	
Statement of Proposed Royalties to Be Collected by CMRRA-SODRAC Inc. for the Reproduction of Musical Works in Canada	

* This notice was previously published.

INDEX

AVIS DIVERS

* Banque Sumitomo Mitsui du Canada Certificat de prorogation.....	2073
Beauharnois, Ville de Dépôt de plans.....	2073

AVIS DU GOUVERNEMENT

Banque du Canada

Bilan État de la situation financière au 30 avril 2017	2065
--	------

Conseil privé, Bureau du

Possibilités de nominations	2061
-----------------------------------	------

Environnement, min. de l'

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Recommandations fédérales pour la qualité de l'environnement pour le cobalt	2053
---	------

Environnement, min. de l', et min. de la Santé

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Publication de la décision finale après évaluation préalable du cobalt et des substances contenant du cobalt, y compris celles inscrites sur la Liste intérieure [alinéas 68b) et c) ou paragraphe 77(6) de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)]	2053
--	------

Sécurité publique et de la Protection civile, min. de la

Code criminel Révocation de nomination à titre de préposé aux empreintes digitales	2061
--	------

COMMISSIONS

Agence des services frontaliers du Canada

Loi sur les mesures spéciales d'importation Certaines concentrations de silicium-métal — Décision.....	2067
--	------

Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes

* Avis aux intéressés.....	2069
Avis de consultation	2070
Décisions	2070
Décisions administratives	2070
Demandes de la partie 1	2069
Ordonnances.....	2071

COMMISSIONS (suite)

Office national de l'énergie

Demande visant l'exportation d'électricité aux États-Unis Rubicon NYP Corp.....	2071
---	------

Tribunal canadien du commerce extérieur

Enquêtes Combustible marin (énergie)	2068
Services d'architecture et d'ingénierie.....	2067

PARLEMENT

Chambre des communes

* Demandes introductives de projets de loi privés (Première session, quarante-deuxième législature)	2066
---	------

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Environnement, min. de l'

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Règlement modifiant le Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)	2248
---	------

Environnement, min. de l', et min. de la Santé

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Règlement concernant la réduction des rejets de composés organiques volatils (secteur pétrolier)	2157
Règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)	2075

Santé, min. de la

Loi sur le tabac Règlement modifiant le Règlement sur les rapports relatifs au tabac	2250
--	------

RÉSIDENCE DU GOUVERNEUR GÉNÉRAL

Décorations à des Canadiens.....	2050
----------------------------------	------

SUPLÉMENTS

Commission du droit d'auteur

Projet de tarifs des redevances à percevoir par CMRRA-SODRAC inc. pour la reproduction d'œuvres musicales au Canada	
--	--

* Cet avis a déjà été publié.

Canada Gazette

Part I



Gazette du Canada

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, MAY 27, 2017

OTTAWA, LE SAMEDI 27 MAI 2017

Copyright Board

Statement of Proposed
Royalties to Be Collected by
CMRRA-SODRAC Inc. for the
Reproduction of Musical Works
in Canada

Commercial Radio Stations
(2018)

Non-Commercial Radio Stations
(2018)

Online Music Services
(2018)

Commission du droit d'auteur

Projet de tarifs des
redevances à percevoir par
CMRRA-SODRAC inc. pour
la reproduction d'œuvres
musicales au Canada

Stations de radio commerciales
(2018)

Stations de radio non commerciales
(2018)

Services de musique en ligne
(2018)

COPYRIGHT BOARD

FILE: Reproduction of Musical Works

Statement of Proposed Royalties to Be Collected for the Reproduction of Musical Works in Canada

In accordance with section 70.14 of the *Copyright Act*, the Copyright Board hereby publishes the statement of proposed royalties filed by CMRRA-SODRAC Inc. (CSI), on March 31, 2017, on behalf of the Society of Reproduction Rights of Authors, Composers and Publishers in Canada (SODRAC) and the Canadian Musical Reproduction Rights Agency (CMRRA), with respect to royalties it proposes to collect, effective January 1, 2018, for the reproduction of musical works in Canada, in 2018, by commercial radio stations, non-commercial radio stations and online music services.

In accordance with the provisions of the same section, the Board hereby gives notice that prospective users or their representatives who wish to object to the proposed tariffs may file written objections with the Board, at the address indicated below, within 60 days of the publication hereof, that is no later than July 26, 2017.

Ottawa, May 27, 2017

Gilles McDougall

Secretary General
56 Sparks Street, Suite 800
Ottawa, Ontario
K1A 0C9
613-952-8624 (telephone)
613-952-8630 (fax)
gilles.mcdougall@cb-cda.gc.ca (email)

COMMISSION DU DROIT D'AUTEUR

DOSSIER : Reproduction d'œuvres musicales

Projet de tarifs des redevances à percevoir pour la reproduction d'œuvres musicales au Canada

Conformément à l'article 70.14 de la *Loi sur le droit d'auteur*, la Commission du droit d'auteur publie le projet de tarifs que CMRRA-SODRAC inc. (CSI) a déposé auprès d'elle le 31 mars 2017, pour le bénéfice de la Société du droit de reproduction des auteurs, compositeurs et éditeurs au Canada (SODRAC) et l'Agence canadienne des droits de reproduction musicaux (CMRRA), relativement aux redevances qu'elle propose de percevoir, à compter du 1^{er} janvier 2018, pour la reproduction d'œuvres musicales, au Canada, en 2018, par les stations de radio commerciales, les stations de radio non commerciales et les services de musique en ligne.

Conformément aux dispositions du même article, la Commission donne avis, par les présentes, que tout utilisateur éventuel intéressé, ou son représentant, désirent s'opposer aux tarifs proposés doit déposer son opposition auprès de la Commission, par écrit, à l'adresse apparaissant ci-dessous, dans les 60 jours de la présente publication, soit au plus tard le 26 juillet 2017.

Ottawa, le 27 mai 2017

Le secrétaire général

Gilles McDougall

56, rue Sparks, Bureau 800
Ottawa (Ontario)
K1A 0C9
613-952-8624 (téléphone)
613-952-8630 (télécopieur)
gilles.mcdougall@cb-cda.gc.ca (courriel)

STATEMENT OF ROYALTIES TO BE COLLECTED FROM COMMERCIAL RADIO STATIONS BY CMRRA-SODRAC INC. (CSI) FOR THE REPRODUCTION, IN CANADA, OF MUSICAL WORKS FOR THE YEAR 2018

Short Title

1. This tariff may be cited as the *CSI Commercial Radio Tariff 2018*.

Definitions

2. In this tariff,

“*Act*” means the *Copyright Act*; (« *Loi* »)

“gross income” means the gross amounts paid by any person for the use of one or more broadcasting services or facilities provided by a station’s operator, including the value of any goods or services provided by any person in exchange for the use of such services or facilities, the fair market value of non-monetary consideration (e.g. barter or “contra”), and any income from simulcast, but excluding the following:

(a) income accruing from investments, rents or any other business unrelated to the station’s broadcasting activities. However, income accruing from any allied or subsidiary business that is a necessary adjunct to the station’s broadcasting services and facilities, or which results in their being used, including the gross amounts received by a station pursuant to turn-key contracts with advertisers, shall be included in the “gross income”;

(b) amounts received for the production of a program that is commissioned by someone other than the station and which becomes the property of that person;

(c) the recovery of any amount paid to obtain the exclusive national or provincial broadcast rights to a sporting event, if the station can establish that the station was also paid normal fees for station time and facilities; and

(d) amounts received by an originating station acting on behalf of a group of stations, which do not constitute a permanent network and which broadcast a single event, simultaneously or on a delayed basis, that the originating station subsequently pays out to the other stations participating in the broadcast. These amounts paid to each participating station are part of that station’s “gross income”; (« *revenus bruts* »)

“low-use station (works)” means a station that

(a) broadcasts works in the repertoire of SOCAN for less than 20 per cent of its total broadcast time (excluding production music) during the reference month; and

TARIF DES REDEVANCES À PERCEVOIR DES STATIONS DE RADIO COMMERCIALES PAR CMRRA-SODRAC INC. (CSI) POUR LA REPRODUCTION, AU CANADA, D’ŒUVRES MUSICALES POUR L’ANNÉE 2018

Titre abrégé

1. *Tarif CSI pour la radio commerciale 2018*.

Définitions

2. Les définitions qui suivent s’appliquent au présent tarif.

« année » Année civile. (“*year*”)

« diffusion simultanée » Transmission simultanée, non modifiée et en temps réel du signal de radiodiffusion hertzien de la station ou d’une autre station faisant partie du même réseau par l’entremise d’Internet ou d’un autre réseau informatique semblable. (“*simulcast*”)

« *Loi* » *Loi sur le droit d’auteur*. (“*Act*”)

« mois » Mois civil. (“*month*”)

« mois de référence » Mois antérieur au mois qui précède celui pour lequel les redevances sont versées. (“*reference month*”)

« musique de production » Musique incorporée dans la programmation interstitielle, tels les messages publicitaires, les messages d’intérêt public et les ritournelles. (“*production music*”)

« prestataire de services » désigne un fournisseur de services professionnel qui peut être retenu par une société de gestion pour aider à la vérification ou à la distribution des redevances aux titulaires de droits. (“*service provider*”)

« revenus bruts » Sommes brutes payées par toute personne pour l’utilisation d’une ou de plusieurs installations ou services de diffusion offerts par l’exploitant de la station, y compris la valeur de tout bien ou service fourni par toute personne en échange de l’utilisation d’une ou de plusieurs de ces installations ou services de diffusion, la juste valeur marchande de contreparties non monétaires (par exemple un troc), et y compris les revenus de diffusion simultanée, mais à l’exclusion des sommes suivantes :

a) les revenus provenant d’investissements, de loyers ou d’autres sources non reliées aux activités de diffusion de la station. Il est entendu que les revenus provenant d’activités reliées ou associées aux services ou installations de diffusion de la station, les revenus provenant d’activités qui sont le complément nécessaire des services et des installations de diffusion de la station ou les revenus provenant de toute autre activité ayant comme conséquence l’utilisation des services et

(b) keeps and makes available to CSI complete recordings of its last 90 broadcast days; (« *station utilisant peu d'œuvres* »)

“month” means a calendar month; (« *mois* »)

“production music” means music used in interstitial programming such as commercials, public service announcements and jingles; (« *musique de production* »)

“reference month” means the second month before the month for which royalties are being paid; (« *mois de référence* »)

“service provider” means a professional service provider that may be retained by a collective society to assist in the conduct of an audit or in the distribution of royalties to rights holders; (« *prestataire de services* »)

“simulcast” means the simultaneous, unaltered, real-time streaming of the over-the-air broadcast signal of the station, or of another station that is part of the same network as the station, via the Internet or other similar computer network; (« *diffusion simultanée* »)

“year” means a calendar year. (« *année* »)

Application

3. (1) This tariff sets the royalties to be paid each month by commercial radio stations

(a) in connection with the over-the-air broadcasting operations of a station, to reproduce in Canada musical works in the repertoire of CMRRA or SODRAC; and

(b) in connection with a simulcast, to reproduce in Canada musical works in the repertoire of CMRRA or SODRAC.

(2) This tariff does not authorize

(a) the use of any reproduction made pursuant to subsection (1) in association with a product, service, cause or institution; or

(b) any use covered by other tariffs.

Royalties

4. A low-use station (works) shall pay, on its gross income for the reference month, 0.135 per cent of the station's first \$625,000 gross income in a year, 0.259 per cent of the

installations de diffusion de la station, y compris les sommes brutes que la station reçoit en vertu de contrats de publicité clés en main, font partie des « revenus bruts » de la station;

b) les sommes versées pour la réalisation d'une émission pour le compte d'une personne autre que la station et dont cette autre personne devient propriétaire;

c) les sommes reçues en recouvrement du coût d'acquisition de droits exclusifs, nationaux ou provinciaux, de diffusion d'événements sportifs, dans la mesure où la station établit qu'elle a aussi perçu des revenus normaux pour l'utilisation du temps d'antenne et des installations de la station de radio;

d) les sommes reçues par une station de source agissant pour le compte d'un groupe de stations qui ne constituent pas un réseau permanent et qui diffusent, simultanément ou en différé, un événement particulier, que la station source remet ensuite aux autres stations participant à la diffusion. Les sommes ainsi remises à chaque station participante font partie des « revenus bruts » de cette dernière. (“*gross income*”)

« station utilisant peu d'œuvres » Station ayant diffusé des œuvres faisant partie du répertoire de la SOCAN pour moins de 20 pour cent de son temps d'antenne total (sans tenir compte de la musique de production) durant le mois de référence et qui conserve et met à la disposition de CSI l'enregistrement complet de ses 90 dernières journées de radiodiffusion. (“*low-use station (works)*”)

Application

3. (1) Le présent tarif établit les redevances payables chaque mois par une station de radio commerciale :

a) dans le cadre de ses opérations de radiodiffusion hertzienne pour la reproduction au Canada d'œuvres musicales faisant partie du répertoire de CMRRA ou de la SODRAC;

b) dans le cadre d'une diffusion simultanée pour la reproduction au Canada d'œuvres musicales faisant partie du répertoire de CMRRA ou de la SODRAC.

(2) Le présent tarif n'autorise pas l'utilisation d'une reproduction faite en vertu du paragraphe (1) en liaison avec un produit, un service, une cause ou une institution, ni ne vise l'utilisation assujettie à un autre tarif.

Redevances

4. Une station utilisant peu d'œuvres verse, à l'égard de ses revenus bruts durant le mois de référence, 0,135 pour cent sur la première tranche de 625 000 \$ de revenus bruts

station's next \$625,000 gross income in a year and 0.434 per cent on the rest.

5. Except as provided in section 4, a station shall pay, on its gross income for the reference month, 0.304 per cent of the station's first \$625,000 gross income in a year, 0.597 per cent of the station's next \$625,000 gross income in a year and 1.238 per cent on the rest.

6. All royalties payable under this tariff are exclusive of any federal, provincial or other governmental taxes or levies of any kind.

7. For the purposes of determining royalties payable under sections 4 and 5, where two or more stations, including low-use (works) stations, are owned or controlled by the same company, the station shall pay royalties based on the total combined gross income for the year of all of the stations owned or controlled by the company.

Administrative Provisions

8. (1) No later than the first day of each month, a station shall

- (a) pay the royalties for that month;
- (b) report the station's gross income for the reference month;
- (c) report the call letters of any other station or stations with which it is under common ownership or control;
- (d) provide to CSI, for the reference month, the gross income from any simulcast, as well as the number of listeners and listening hours or, if not available, any other available indication of the extent of the listeners' use of simulcast; and
- (e) provide to CSI the sequential lists of all musical works, or parts thereof, broadcast by the station during each day of the reference month. For greater clarity, sequential list reporting requires full music use reporting for each day of the month, for 365 days per year.

9. At any time during the period set out in subsection 11(2), CSI may require the production of any contract granting rights referred to in paragraph (c) of the definition of "gross income," together with the billing or correspondence relating to the use of these rights by other parties.

Information on Repertoire Use

10. (1) Each entry provided under paragraph 8(1)(e) shall include the following information:

- (a) the date of the broadcast;

annuels, 0,259 pour cent sur la tranche suivante de 625 000 \$ et 0,434 pour cent sur l'excédent.

5. Sous réserve de l'article 4, une station verse, à l'égard de ses revenus bruts durant le mois de référence, 0,304 pour cent sur la première tranche de 625 000 \$ de revenus bruts annuels, 0,597 pour cent sur la tranche suivante de 625 000 \$ et 1,238 pour cent sur l'excédent.

6. Les redevances ne comprennent ni les taxes fédérales, provinciales ou autres, ni les prélèvements d'autre genre qui pourraient s'appliquer.

7. Aux fins du calcul des redevances payables aux termes des articles 4 et 5, lorsque deux stations ou plus appartiennent ou sont contrôlées par la même société, y compris les stations utilisant peu d'œuvres, la station verse des redevances calculées en fonction des revenus bruts combinés totaux de l'année de toutes les stations appartenant ou étant contrôlées par la société.

Dispositions administratives

8. (1) Au plus tard le premier de chaque mois, la station :

- a) verse les redevances payables pour ce mois;
- b) fait rapport de ses revenus bruts pour le mois de référence;
- c) fait rapport de l'indicatif de la station ou de toutes les stations qui sont sous une même propriété ou un même contrôle;
- d) le cas échéant, fournit à CSI, pour le mois de référence, les revenus bruts de diffusion simultanée ainsi que le nombre d'auditeurs et d'heures d'écoute ou, si ces renseignements ne sont pas disponibles, tout autre état de l'utilisation de la diffusion simultanée par les auditeurs;
- e) fournit à CSI les listes séquentielles de toutes œuvres ou parts d'œuvres musicales diffusées par la station au cours de chaque jour du mois de référence. Pour plus de clarté, le rapport de liste séquentielle requiert une liste exhaustive de la musique diffusée chaque jour du mois, et ce, pour chaque mois de l'année.

9. À tout moment durant la période visée au paragraphe 11(2), CSI peut exiger la production d'un contrat d'acquisition de droits visés à l'alinéa c) de la définition de « revenus bruts » ainsi que des factures ou autres documents se rattachant à l'usage de ces droits par des tiers.

Renseignements sur l'utilisation du répertoire

10. (1) Chaque entrée prévue à l'alinéa 8(1)e) doit inclure les informations suivantes :

- a) la date de sa diffusion;

- (b) the time of the broadcast;
- (c) the title of the sound recording;
- (d) the title of the musical work;
- (e) the title of the album;
- (f) the catalogue number of the album;
- (g) the track number on the album;
- (h) the record label;
- (i) the name of the author and composer of the musical work;
- (j) the name of all performers or the performing group;
- (k) the duration of the sound recording broadcast, in minutes and seconds;
- (l) the duration of the sound recording as listed on the album, in minutes and seconds;
- (m) the Universal Product Code (UPC) of the album;
- (n) the International Standard Recording Code (ISRC) of the sound recording;
- (o) the type of usage (feature, theme, background, etc.);
- (p) whether the track is a published sound recording; and
- (q) the cue sheets for all syndicated programming, with the relevant music use information, inserted into the report.

(2) The information set out in subsection (1) shall be provided in electronic format (Excel format or any other format agreed upon by CSI and the station), with a separate field for each piece of information required in subsection (1) other than the cue sheets which are to be used to insert the relevant music use information into each field of the report.

Records and Audits

11. (1) A station shall keep and preserve, for a period of six months after the end of the month to which they relate, records from which the information set out in subsection 10(1) can be readily ascertained.

(2) A station shall keep and preserve, for a period of six years after the end of the year to which they relate, records from which the information set out in paragraphs 8(b) and (d) can be readily ascertained.

- b) l'heure de sa diffusion;
- c) le titre d'enregistrement sonore;
- d) le titre de l'œuvre musicale;
- e) le titre de l'album;
- f) le numéro de catalogue de l'album;
- g) le numéro de piste sur l'album;
- h) la maison de disques;
- i) le nom de l'auteur et du compositeur de l'œuvre musicale;
- j) le nom de tous les interprètes ou du groupe d'interprètes;
- k) la durée de l'enregistrement sonore diffusé, en minutes et en secondes;
- l) la durée de cet enregistrement sonore indiquée sur l'album, en minutes et en secondes;
- m) le code-barres (UPC) de l'album;
- n) le code international normalisé des enregistrements (CINE) de cet enregistrement sonore;
- o) le type d'utilisation (vedette, thème, fond, etc.);
- p) si la piste est un enregistrement sonore publié;
- q) les feuilles de minutage pour toute la programmation en souscription, comprenant les informations pertinentes sur l'utilisation de la musique, insérées dans le rapport.

(2) Les renseignements prévus au paragraphe (1) sont fournis sous forme électronique, en format Excel, ou dans tout autre format dont conviennent CSI et la station et qui comporte un champ distinct pour chaque renseignement exigé au paragraphe (1) autre que les feuilles de minutage qui sont utilisées pour insérer les renseignements pertinents sur l'utilisation de la musique dans chaque champ du rapport.

Registres et vérifications

11. (1) La station tient et conserve, durant six mois après la fin du mois auquel ils se rapportent, les registres permettant de déterminer facilement les renseignements visés au paragraphe 10(1).

(2) La station tient et conserve, durant six années après la fin de l'année à laquelle ils se rapportent, les registres permettant de déterminer facilement l'information prévue aux alinéas 8b) et 8d).

(3) CSI may audit the records referred to in subsections (1) and (2) at any time during the period set out therein, on reasonable notice and during normal business hours.

(4) CSI shall, upon receipt, supply a copy of the report of the audit to the station that was the subject of the audit and may, upon request, supply a copy to another collective society in Canada that has secured a certified tariff applicable to commercial radio stations.

(5) If an audit discloses that royalties due have been understated in any month by more than 10 per cent, the station shall pay the reasonable costs of the audit within 30 days of the demand for such payment.

Confidentiality

12. (1) Subject to subsections (2), (3) and (4), information received from a station pursuant to this tariff shall be treated in confidence, unless the station that supplied the information consents in writing and in advance to each proposed disclosure of the information.

(2) Information referred to in subsection (1) may be shared

(a) amongst the collective societies in Canada that have secured certified tariffs applicable to commercial radio stations, and those collectives' service providers, to the extent required by the service providers for the service they are contracted to provide;

(b) with the Copyright Board;

(c) in connection with proceedings before the Board, if the station had the opportunity to request that it be protected by a confidentiality order;

(d) to the extent required to effect the distribution of royalties, with royalty claimants; or

(e) if required by law.

(3) Where confidential information is shared with service providers as per paragraph (2)(a), those service providers shall sign a confidentiality agreement that shall be shared with the affected station prior to the release of the information.

(4) Subsection (1) does not apply to information that is publicly available, to aggregated information, or to information obtained from someone other than the station that supplied the information and who is not under an apparent duty of confidentiality in relation to that information.

(3) CSI peut vérifier ces registres à tout moment durant la période visée aux paragraphes (1) et (2), durant les heures normales de bureau et moyennant un préavis raisonnable.

(4) Dès qu'elle reçoit un rapport de vérification, CSI en fait parvenir une copie à la station ayant fait l'objet de la vérification, et peut, sur demande, fournir une copie à une autre société de gestion au Canada qui a obtenu l'homologation d'un tarif pour les stations de radio commerciales.

(5) Si la vérification révèle que les redevances ont été sous-estimées de plus de 10 pour cent pour un mois quelconque, la station en acquitte les coûts raisonnables dans les 30 jours suivant la date à laquelle on lui en fait la demande.

Traitement confidentiel

12. (1) Sous réserve des paragraphes (2), (3) et (4) les renseignements reçus d'une station en application du présent tarif sont gardés confidentiels, à moins que la station ayant fourni les renseignements consente par écrit et au préalable à chaque divulgation proposée.

(2) les renseignements visés au paragraphe (1) peuvent être partagés :

a) parmi les sociétés de gestion collective au Canada qui ont obtenu l'homologation d'un tarif pour les stations de radio commerciales et aux prestataires de services qu'elle a engagés, dans la mesure où ces prestataires en ont besoin pour fournir les services;

b) à la Commission du droit d'auteur;

c) dans le cadre d'une affaire portée devant la Commission, après que la station a eu l'occasion de demander qu'ils soient protégés par une ordonnance de confidentialité;

d) à une personne qui demande le versement de redevances, dans la mesure où cela est nécessaire pour effectuer la distribution;

e) si la loi l'exige.

(3) Lorsque des renseignements confidentiels doivent être communiqués aux prestataires de services aux termes de l'alinéa (2)a), les prestataires de services signent une entente de confidentialité qui est transmise à la station concernée avant la communication des renseignements.

(4) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux renseignements disponibles au public, aux renseignements agrégés, ou aux renseignements obtenus d'un tiers non apparemment tenu lui-même envers la station de garder confidentiels ces renseignements.

Adjustments

13. (1) A station making a payment under this tariff, that subsequently discovers an error in the payment, shall notify CSI of the error, and an appropriate adjustment shall be made to the next payment due following the notification. No adjustments to reduce the amount of royalties owed may be made in respect of an error discovered by the station that occurred more than 12 months prior to its discovery and notification to CSI.

(2) When an error is discovered by CSI at any point in time, CSI shall notify the station to which the error applies, and an appropriate adjustment shall be made to the next payment due following notification.

(3) The 12-month limit in subsection (1) shall not apply to an error discovered by CSI, including without limitation an error discovered pursuant to subsection (2) or an underpayment discovered through an audit conducted pursuant to subsection 11(3).

Interest on Late Payments and Reporting

14. (1) In the event that any amount or report owed by a station under paragraph 8(1) is not provided to CSI by the due date, the station shall pay to CSI interest calculated on the amount owed from the due date until the date both the amount and the report are received by CSI. Interest shall be calculated daily, at a rate equal to one per cent above the Bank Rate effective on the last day of the previous month (as published by the Bank of Canada).

Addresses for Notices, etc.

15. (1) Anything addressed to CSI shall be sent to 1470 Peel Street, Tower B, Suite 1010, Montréal, Quebec H3A 1T1, email: csi@cmrrasodrac.ca, fax number: 514-845-3401, or to any other address, email address or fax number of which a station has been notified in writing.

(2) Anything addressed to a station shall be sent to the last address, email address or fax number of which CSI has been notified in writing.

Delivery of Notices and Payments

16. (1) A notice may be delivered by file transfer protocol (FTP), by hand, by postage-paid mail, by email or by fax. A payment must be delivered by hand, by postage-paid mail, or by electronic bank transfer (EBT), provided that the associated reporting is provided concurrently to CSI by email.

(2) Information set out in sections 8 and 10 shall be sent by email.

(3) Anything mailed in Canada shall be presumed to have been received four business days after the day it was mailed.

Ajustements

13. (1) Une station qui effectue un paiement en vertu de ce tarif, et qui découvre par la suite une erreur dans ledit paiement, avise CSI, et un ajustement est effectué à la date à laquelle la station doit acquitter son prochain versement. Aucun ajustement pour réduire le montant des redevances dues ne peut être effectué à l'égard d'une erreur découverte par la station et qui s'est produite plus de 12 mois avant sa découverte et sa notification à CSI.

(2) Lorsqu'une erreur est découverte par CSI à n'importe quel moment, CSI doit aviser la station et un ajustement approprié est effectué à la date à laquelle la station doit acquitter son prochain versement.

(3) La limite de 12 mois au paragraphe (1) ne s'applique pas à une erreur découverte par CSI, y compris une erreur constatée en vertu du paragraphe (2) ou un paiement insuffisant découlant d'une vérification effectuée conformément au paragraphe 11(3).

Intérêts et pénalités sur paiements et rapports tardifs

14. (1) Si une station omet de payer le montant dû ou de fournir le rapport exigé en vertu du paragraphe 8(1) avant la date d'échéance, la station paie à CSI un intérêt calculé sur le montant dû à compter de la date d'échéance jusqu'à la date où CSI reçoit tant le montant que le rapport. L'intérêt est calculé quotidiennement, à un taux de un pour cent au-dessus du taux officiel d'escompte en vigueur le dernier jour du mois précédent (tel qu'il est publié par la Banque du Canada).

Adresses pour les avis, etc.

15. (1) Toute communication avec CSI est adressée au 1470, rue Peel, Tour B, Bureau 1010, Montréal (Québec) H3A 1T1, courriel : csi@cmrrasodrac.ca, numéro de télécopieur : 514-845-3401, ou à toute autre adresse ou adresse électronique ou à tout autre numéro de télécopieur dont l'expéditeur a été avisé par écrit.

(2) Toute communication avec une station est adressée à la dernière adresse ou adresse électronique ou au dernier numéro de télécopieur dont CSI a été avisé par écrit.

Expédition des avis et des paiements

16. (1) Un avis peut être livré par protocole de transfert de fichier (FTP), par messenger, par courrier affranchi, par courriel ou par télécopieur. Un paiement doit être livré par messenger, par courrier affranchi ou par transfert bancaire électronique, pourvu que le rapport connexe soit fourni au même moment à la CSI par courriel.

(2) Les renseignements prévus aux articles 8 et 10 sont transmis par courriel.

(3) Ce qui est posté au Canada est présumé avoir été reçu quatre jours ouvrables après la date de la mise à la poste.

(4) Anything sent by fax, email, FTP or EBT shall be presumed to have been received the day it was transmitted.

STATEMENT OF ROYALTIES TO BE COLLECTED BY CMRRA-SODRAC INC. ON BEHALF OF THE SOCIETY FOR THE REPRODUCTION RIGHTS OF AUTHORS, COMPOSERS AND PUBLISHERS IN CANADA (SODRAC) AND SODRAC 2003 INC. (HEREINAFTER JOINTLY "SODRAC") AND THE CANADIAN MUSICAL REPRODUCTION RIGHTS AGENCY (CMRRA), FOR THE REPRODUCTION OF MUSICAL WORKS IN THE REPERTOIRE OF SODRAC OR CMRRA BY NON-COMMERCIAL RADIO STATIONS FOR 2018

Short Title

1. This tariff may be cited as the *CMRRA-SODRAC Inc. Non-Commercial Radio Tariff, 2018*.

Definitions

2. In this tariff,

“copy” means any format or material form on or in which a musical work in the repertoire is fixed by a non-commercial radio station by any known or to be discovered process; (« copie »)

“gross operating costs” means all direct expenditures of any kind and nature (whether in money or other form) incurred by the non-commercial radio station or on its behalf in connection with the products and services that are subject to the licence covered by this tariff; (« dépenses brutes d’opération »)

“network” means a network within the meaning of the *Regulations Prescribing Networks (Copyright Act)*, SOR/99-348, *Canada Gazette*, Part II, Vol. 133, No. 19, p. 2166; (« réseau »)

“non-commercial radio station” means any AM or FM radio station other than a Canadian Broadcasting Corporation radio station, licensed under the *Broadcasting Act*, S.C. 1991, c. 11, by the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission as a station owned or operated by a not-for-profit corporation or organization, whether or not any part of its gross operating costs is funded by advertising revenues, including any station that is owned or operated on a not-for-profit basis, or any AM or FM radio station owned or operated by a similar corporation or organization, whether or not this corporation or organization holds a licence from the Canadian Radio-television and Telecommunications Commission; (« station de radio non commerciale »)

“repertoire” means the musical works in SODRAC’s or CMRRA’s repertoire; (« repertoire »)

(4) Ce qui est envoyé par télécopieur, par courriel, par FTP ou par transfert bancaire électronique est présumé avoir été reçu le jour de sa transmission.

TARIF DES REDEVANCES À PERCEVOIR PAR CMRRA-SODRAC INC. POUR LE BÉNÉFICE DE LA SOCIÉTÉ DU DROIT DE REPRODUCTION DES AUTEURS, COMPOSITEURS ET ÉDITEURS AU CANADA (SODRAC) ET DE SODRAC 2003 INC. (CI-APRÈS CONJOINTEMENT « SODRAC ») ET DE L’AGENCE CANADIENNE DES DROITS DE REPRODUCTION MUSICAUX (CMRRA) POUR LA REPRODUCTION D’ŒUVRES MUSICALES FAISANT PARTIE DU RÉPERTOIRE DE LA SODRAC OU DE LA CMRRA, PAR LES STATIONS DE RADIO NON COMMERCIALES POUR 2018

Titre abrégé

1. *Tarif CMRRA-SODRAC inc. pour les stations de radio non commerciales, 2018*.

Définitions

2. Aux fins du présent tarif, les termes suivants se définissent comme suit :

« année » Année civile; (“year”)

« copie » Tout format ou support matériel par ou sur lequel une œuvre musicale du répertoire est fixée, par une station de radio non commerciale par tout procédé connu ou à découvrir; (“copy”)

« dépenses brutes d’opération » Toute dépense directe, quel qu’en soit le genre ou la nature (qu’elle soit en argent ou sous une autre forme), encourue par la station de radio non commerciale ou pour son compte, en liaison avec les produits et services visés par la licence régie par le présent tarif; (“gross operating costs”)

« diffusion simultanée » Transmission simultanée, non modifiée et en temps réel du signal de radiodiffusion terrestre de la station ou d’une autre station faisant partie du même réseau par l’entremise d’Internet ou d’un autre réseau informatique semblable; (“simulcasting”)

« répertoire » Répertoire des œuvres musicales de la SODRAC ou de CMRRA; (“repertoire”)

« reproduction » Fixation d’une œuvre musicale du répertoire par tout procédé connu ou à découvrir, sur un support quelconque, y compris la fixation en mémoire vive ou sur le disque dur d’un ordinateur; (“reproduction”)

« réseau » Réseau tel qu’il est défini dans le *Règlement sur la désignation de réseaux (Loi sur le droit d’auteur)*, DORS/99-348, *Gazette du Canada*, Partie II, vol. 133, n° 19, p. 2166; (“network”)

« station de radio non commerciale » Toute station de radio M.A. ou M.F. titulaire d’une licence octroyée en

“reproduction” means the fixation of a musical work by any known or to be discovered process, in any format or material form, including the fixation on the random access memory (RAM) or hard disk of a computer; (« *reproduction* »)

“simulcasting” means the simultaneous, unaltered, real-time streaming of the over-the-air broadcast signal of the station, or of another station that is part of the same network as the station, via the Internet or other similar computer network; (« *diffusion simultanée* »)

“year” means a calendar year. (« *année* »)

Application

3. (1) In consideration of the payment of the royalties set out in section 4 of this tariff, and in consideration of the other terms and conditions set out therein, CMRRA-SODRAC Inc. grants to a non-commercial radio station, a non-exclusive, non-transferable licence for the duration of this tariff, authorizing the reproduction, as often as desired during the term of the licence, of the musical works in the repertoire by a conventional, over-the-air non-commercial radio station and the use of copies resulting from such reproduction for its radio broadcasting purposes, including simulcasting.

(2) The licence does not authorize the use of any copy made pursuant to subsection (1) in association with a product, service, cause or institution.

(3) This tariff does not apply to

(a) any non-commercial audio service that is not a conventional, over-the-air radio broadcasting service; or

(b) transmissions, other than simulcasts, of a musical work in the repertoire on a digital communication network, such as via the Internet.

Royalties

4. (1) In consideration of the licence granted in accordance with section 3 above by CMRRA-SODRAC Inc., the annual royalties payable to CMRRA-SODRAC Inc. by a non-commercial radio station shall be as follows:

(a) 0.20 per cent of the station’s first \$625,000 of gross operating costs in the year for which the royalties are being paid, 0.39 per cent of the station’s next \$625,000 of such costs and 0.59 per cent on the rest of such costs.

(2) All royalties payable under this tariff are exclusive of any federal, provincial or other governmental taxes or levies of any kind.

vertu de la *Loi sur la radiodiffusion*, L.C. 1991, ch. 11, par le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes, à l’exception d’une station de radio de la Société Radio-Canada, à titre de station détenue ou exploitée par une personne morale ou un organisme sans but lucratif, que ses dépenses brutes d’exploitation soient financées ou non par des recettes publicitaires, y compris toute station de radio détenue ou exploitée par une personne morale ou un organisme sans but lucratif ou toute station de radio M.A. ou M.F. qui est détenue ou exploitée par une personne morale ou un organisme semblable, que cette personne morale ou cet organisme sans but lucratif détienne ou non une licence du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes. (“*non-commercial radio station*”)

Application

3. (1) En contrepartie du paiement des redevances prévues à l’article 4 du présent tarif, et en contrepartie des autres modalités et conditions prévues à cet égard, CMRRA-SODRAC inc. accorde à une station de radio non commerciale une licence non exclusive et non transmissible pour la durée du tarif autorisant la reproduction, autant de fois que désiré pendant la durée de la licence, des œuvres musicales du répertoire par une station de radio non commerciale diffusant par ondes hertziennes de même que l’utilisation des copies qui en résultent à ses fins de radiodiffusion, y compris la diffusion simultanée.

(2) La licence n’autorise pas l’utilisation d’une copie faite en vertu du paragraphe (1) en association avec un produit, un service, une cause ou une institution.

(3) Ce tarif ne s’applique pas :

a) à tout service sonore non commercial qui n’est pas un service de radiodiffusion diffusant par ondes hertziennes;

b) aux transmissions, autres que la diffusion simultanée, d’une œuvre musicale du répertoire sur un réseau numérique, tel que sur Internet.

Redevances

4. (1) En contrepartie de la licence accordée par CMRRA-SODRAC inc. à une station de radio non commerciale selon ce qui est prévu à l’article 3 ci-dessus, les redevances annuelles payables à CMRRA-SODRAC inc. seront comme suit :

a) 0,20 pour cent sur la première tranche de 625 000 \$ de dépenses brutes d’exploitation de l’année pour laquelle les redevances sont payées, 0,39 pour cent sur la deuxième tranche de 625 000 \$ de ces dépenses et 0,59 pour cent sur l’excédent de ces dépenses.

(2) Les redevances exigibles en vertu du présent tarif ne comprennent ni les taxes fédérales, provinciales ou autres, ni les prélèvements d’autres genres qui pourraient s’appliquer.

Payments, Accounts and Records

5. (1) Royalties payable by a non-commercial radio station to CMRRA-SODRAC Inc. for each calendar year shall be due on the 31st day of January of the year following the calendar year for which the royalties are being paid.

(2) With each payment, a non-commercial radio station shall forward to CMRRA-SODRAC Inc. a written, certified declaration of the actual gross operating costs of the non-commercial radio station for the year for which the payment is made.

(3) Upon receipt of a written request from CMRRA-SODRAC Inc., a non-commercial radio station shall provide to CMRRA-SODRAC Inc., with respect to all musical works broadcast by the station during the days selected by CMRRA-SODRAC Inc., the title of the musical work, the name of the author and composer of the work, the name of the performers or of the performing group, the title of the record album, the record label, the date and time of broadcast and, where available, the Universal Product Code (UPC) and the International Standard Recording Code (ISRC) of the record from which the musical work is taken. CMRRA-SODRAC Inc. must give 30 days' notice for such a request and may formulate such a request no more than once a year, each time for a period of 12 days, which may not necessarily be consecutive. The non-commercial radio station shall then forward the information requested to CMRRA-SODRAC Inc., in electronic format where possible or in writing, within 15 days of the last day of the period indicated in CMRRA-SODRAC Inc.'s request.

(4) A non-commercial radio station that pays less than \$2,000 per year in royalties will be required to submit the information described in subsection (3) for a period of only four days, which may not necessarily be consecutive.

(5) A non-commercial radio station shall keep and preserve, for a period of six months after the end of the period to which they relate, records from which the information set out in subsection (3) can be readily ascertained.

(6) A non-commercial radio station shall keep and preserve, for a period of six years after the end of the year to which they relate, records from which the information set out in subsection (2) can be readily ascertained.

(7) CMRRA-SODRAC Inc. may audit these accounts, records and logs at any time during the period set out in subsections (5) and (6), on reasonable notice and during normal business hours.

(8) CMRRA-SODRAC Inc. shall, upon receipt of a report of an audit, supply a copy of the report to the non-commercial radio station that was the object of the audit.

Paiements, registres et vérification

5. (1) Les redevances payables par une station de radio non commerciale à CMRRA-SODRAC inc. pour chaque année civile sont payables le 31^e jour de janvier de l'année qui suit l'année civile pour laquelle les redevances sont payées.

(2) Avec chaque paiement, une station de radio non commerciale transmettra à CMRRA-SODRAC inc. une attestation formelle écrite des dépenses brutes réelles d'exploitation de la station de radio non commerciale pour l'année pour laquelle le paiement est fait.

(3) À la réception d'une demande écrite de CMRRA-SODRAC inc., une station de radio non commerciale fournit à CMRRA-SODRAC inc., à l'égard de toutes les œuvres musicales qu'elle a diffusées durant les jours choisis par CMRRA-SODRAC inc., le titre de l'œuvre, le nom de l'auteur et du compositeur de l'œuvre, celui des artistes-interprètes ou du groupe d'interprètes, le titre de l'album, la maison de disque, la date et l'heure de la diffusion, ainsi que, lorsque disponible, le code-barres (UPC) et le code international normalisé des enregistrements (CINE) de l'album d'où provient l'œuvre musicale. CMRRA-SODRAC inc. ne peut formuler une telle requête qu'une fois par année et moyennant un préavis de 30 jours, chaque fois pour une période de 12 jours, qui n'ont pas à être consécutifs. La station de radio non commerciale doit alors transmettre l'information demandée à CMRRA-SODRAC inc. si possible sous forme électronique et sinon, par écrit, dans les 15 jours suivant le dernier jour de la période visée par la demande de CMRRA-SODRAC inc.

(4) Une station de radio non commerciale qui paie moins de 2 000 \$ par année en redevances n'aura à fournir l'information décrite au paragraphe (3) que pour une période de quatre jours, qui n'ont pas nécessairement à être consécutifs.

(5) La station de radio non commerciale tient et conserve, durant six mois après la fin du mois auquel ils se rapportent, les registres permettant de déterminer facilement les renseignements demandés au titre du paragraphe (3).

(6) La station de radio non commerciale tient et conserve, durant six années après la fin de l'année à laquelle ils se rapportent, les registres permettant de déterminer facilement les renseignements demandés au titre du paragraphe (2).

(7) CMRRA-SODRAC inc. peut vérifier ces registres à tout moment durant la période visée aux paragraphes (5) et (6), durant les heures normales de bureau et moyennant un préavis raisonnable.

(8) Dès qu'elle reçoit un rapport de vérification, CMRRA-SODRAC inc. en fait parvenir une copie à la station de radio non commerciale ayant fait l'objet de la vérification.

(9) If an audit discloses that royalties due to CMRRA-SODRAC Inc. have been understated in any year by more than 10 per cent, the non-commercial radio station that was the object of the audit shall pay the reasonable costs of the audit within 30 days of the demand for such payment.

(10) Any amount not received by the due date shall bear interest from that date until the date the amount is received. Interest shall be calculated daily, at a rate equal to one per cent above the Bank Rate effective on the last day of the previous month (as published by the Bank of Canada). Interest shall not compound.

(11) Adjustments in the amount of royalties owed (including excess payments), as a result of the discovery of an error or otherwise, shall be made within 30 days following the conclusion of an agreement to this effect with CMRRA-SODRAC Inc.

Confidentiality

6. (1) Subject to subsections (2) and (3), CMRRA-SODRAC Inc., SODRAC and CMRRA shall treat in confidence information received from a non-commercial radio station pursuant to this tariff, unless the non-commercial radio station consents in writing to the information being treated otherwise.

(2) CMRRA-SODRAC Inc., SODRAC and CMRRA may share information referred to in subsection (1)

- (a) amongst themselves;
- (b) with the Copyright Board;
- (c) in connection with proceedings before the Board;
- (d) to the extent required to effect the distribution of royalties, with its royalty claimants; or
- (e) if ordered by law or by a court of law.

(3) Subsection (1) does not apply to information that is publicly available, or to information obtained from someone other than the non-commercial radio station and who is not under an apparent duty of confidentiality to that non-commercial radio station.

Delivery of Notices and Payments

7. (1) All notices and payments to CMRRA-SODRAC Inc. shall be sent to 1470 Peel Street, Tower B, Suite 1010, Montréal, Quebec H3A 1T1, email: csi@cmrrasodrac.ca, fax number: 514-845-3401, or to any other address or fax

(9) Si la vérification révèle que les redevances ont été sous-estimées de plus de 10 pour cent pour une année quelconque, la station de radio non commerciale ayant fait l'objet de la vérification en acquitte les coûts raisonnables dans les 30 jours suivant la date à laquelle on lui en fait la demande.

(10) Tout montant non payé à son échéance porte intérêt à compter de la date à laquelle il aurait dû être acquitté jusqu'à la date où il est reçu. Le montant des intérêts est calculé quotidiennement, à un taux de un pour cent au-dessus du taux d'escompte en vigueur le dernier jour du mois précédent (tel qu'il est publié par la Banque du Canada). L'intérêt n'est pas composé.

(11) L'ajustement dans le montant des redevances payables (y compris le trop-perçu), qu'il résulte ou non de la découverte d'une erreur, s'effectue dans les 30 jours suivant la conclusion d'une entente à ce sujet avec CMRRA-SODRAC inc.

Traitement confidentiel

6. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), CMRRA-SODRAC inc., SODRAC et CMRRA gardent confidentiels les renseignements qu'une station de radio non commerciale lui transmet en application du présent tarif, à moins que la station de radio non commerciale ne consente par écrit à ce qu'il en soit autrement.

(2) CMRRA-SODRAC inc., SODRAC et CMRRA peuvent faire part des renseignements visés au paragraphe (1) :

- a) à l'une d'entre elles;
- b) à la Commission du droit d'auteur;
- c) dans le cadre d'une affaire portée devant la Commission;
- d) à une personne qui demande le versement de redevances dans la mesure où cela est nécessaire pour effectuer la distribution;
- e) si la loi ou une ordonnance d'un tribunal l'y oblige.

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux renseignements disponibles au public ou obtenus d'un tiers non tenu lui-même de garder confidentiels ces renseignements.

Transmission des avis et des paiements

7. (1) Tout avis et tout paiement destinés à CMRRA-SODRAC inc. sont expédiés au 1470, rue Peel, Tour B, Bureau 1010, Montréal (Québec) H3A 1T1, courriel : csi@cmrrasodrac.ca, numéro de télécopieur : 514-845-3401 ou

number of which the non-commercial radio station has been notified in writing.

(2) All communications from CMRRA-SODRAC Inc. to a non-commercial radio station shall be sent to the last address or fax number provided in writing by that non-commercial radio station to CMRRA-SODRAC Inc.

(3) A communication or a notice may be delivered by hand, by postage-paid mail or by fax. A payment must be delivered by hand or by postage-paid mail.

(4) All communications, notices or payments mailed in Canada shall be presumed to have been received four business days after the day they were mailed. All communications or notices sent by fax shall be presumed to have been received the day they were transmitted.

STATEMENT OF ROYALTIES TO BE COLLECTED BY
CMRRA-SODRAC INC. FOR THE REPRODUCTION OF
MUSICAL WORKS, IN CANADA, BY ONLINE MUSIC
SERVICES IN 2018

Short Title

1. This tariff may be cited as the *CSI Online Music Services Tariff, 2018*.

Definitions

2. The following definitions apply in this tariff.

“bundle” means two or more digital files offered as a single product, if at least one file is a permanent download. (« *ensemble* »)

“CSI” means CMRRA-SODRAC Inc. (« *CSI* »)

“download” means a file intended to be copied onto an end user’s local storage medium or device. (« *téléchargement* »)

“file,” except in the definition of “bundle,” means a digital file of a sound recording of a musical work. (« *fichier* »)

“free on-demand stream” excludes an on-demand stream provided to a subscriber. (« *transmission sur demande gratuite* »)

“free subscription” means the provision of free access to limited downloads or on-demand streams to a subscriber. (« *abonnement gratuit* »)

“gross revenue” means the aggregate of (a) all revenues payable by or on behalf of end users for access to streams or downloads delivered by an online music service or its authorized distributors, including membership, subscription and other access fees; (b) all other revenues payable

à toute adresse ou à tout numéro de télécopieur dont la station de radio non commerciale aura été avisée par écrit.

(2) Toute communication de CMRRA-SODRAC inc. à une station de radio non commerciale est expédiée à la dernière adresse ou au dernier numéro de télécopieur fournis par écrit à CMRRA-SODRAC inc. par la station de radio non commerciale.

(3) Un avis ou une communication peut être transmis par messenger, par courrier affranchi ou par télécopieur. Un paiement doit être transmis par messenger ou par courrier affranchi.

(4) Toute communication, tout avis ou tout paiement posté au Canada est présumé avoir été reçu quatre jours ouvrables après la date de mise à la poste. Toute communication ou tout avis envoyé par télécopieur est présumé avoir été reçu le jour où il est transmis.

TARIF DES REDEVANCES À PERCEVOIR PAR
CMRRA-SODRAC INC. POUR LA REPRODUCTION
D’ŒUVRES MUSICALES, AU CANADA, PAR LES
SERVICES DE MUSIQUE EN LIGNE EN 2018

Titre abrégé

1. *Tarif CSI pour les services de musique en ligne 2018.*

Définitions

2. Les définitions qui suivent s’appliquent au présent tarif.

« abonné » Un utilisateur avec qui un service de musique en ligne, ou son distributeur autorisé, a conclu un contrat de service autrement que sur une base transactionnelle par téléchargement ou par transmission, pour une somme d’argent, pour une autre considération ou gratuitement, y compris en vertu d’un abonnement gratuit; (« *subscriber* »)

« abonnement gratuit » Fourniture à un abonné d’un accès gratuit à des téléchargements limités ou à des transmissions sur demande; (« *free subscription* »)

« CSI » CMRRA-SODRAC inc.; (« *CSI* »)

« écoute » Exécution d’une transmission ou d’un téléchargement limité; (« *play* »)

« ensemble » Deux fichiers numériques ou plus offerts comme produit unique, pour autant qu’au moins un des fichiers soit un téléchargement permanent; (« *bundle* »)

« fichier » Sauf dans la définition d’« ensemble », fichier numérique de l’enregistrement sonore d’une œuvre musicale; (« *file* »)

to an online music service or its authorized distributors in respect of the online music service, including amounts paid for advertising, product placement, promotion and sponsorship, and commissions on third-party transactions; and (c) amounts equal to the value of the consideration received by an online music service or its authorized distributors pursuant to any contra and barter agreements related to the operation of the online music service. (« *revenus bruts* »)

“identifier” means the unique identifier an online music service assigns to a file or bundle. (« *identificateur* »)

“interactive webcast” means a webcast in which individual end users are able to influence the selection of the musical works delivered specifically to them. (« *webdiffusion interactive* »)

“limited download” means a download that uses technology that causes the file to become unusable upon the happening of a certain event. (« *téléchargement limité* »)

“music cloud service” means an online music service that (a) permits or requires an end user to copy files onto a remote server for later access by that end user only as a download and/or a stream; and/or (b) identifies files in an end user’s local digital music collection and makes copies of those files available on a remote server for access by that end user as downloads and/or streams. (« *service de musique nuagique* »)

“non-interactive webcast” means a webcast in which individual end users are not able to influence the selection of the musical works delivered to them. (« *webdiffusion non interactive* »)

“non-subscriber” means an end user other than a subscriber, and includes an end user who receives limited downloads or on-demand streams from an online music service subject to the requirement that advertising be viewed or listened to. (« *non-abonné* »)

“on-demand stream” means a stream selected by its recipient. (« *transmission sur demande* »)

“online music service” means a service that delivers on-demand streams, limited downloads, permanent downloads and/or webcasts to end users, including a music cloud service. (« *service de musique en ligne* »)

“permanent download” means a download other than a limited download. (« *téléchargement permanent* »)

“play” means the single performance of a stream or a limited download. (« *écoute* »)

“quarter” means from January to March, from April to June, from July to September and from October to December. (« *trimestre* »)

« *identificateur* » Numéro d’identification unique qu’un service de musique en ligne assigne à un fichier ou à un ensemble; (« *identifier* »)

« *non-abonné* » Utilisateur qui n’est pas un abonné, y compris un utilisateur qui reçoit d’un service de musique en ligne, sujet à une exigence de visionnement ou d’écoute d’une publicité, un téléchargement limité ou une transmission sur demande; (« *non-subscriber* »)

« *répertoire* » Œuvres musicales pour lesquelles CSI est autorisée à délivrer une licence en vertu de l’article 3; (« *repertoire* »)

« *revenus bruts* » Le total a) de toute somme payable par ou pour le compte des utilisateurs pour l’accès aux transmissions ou aux téléchargements fournis par un service de musique en ligne ou par ses distributeurs autorisés, y compris des frais de membre, des frais d’abonnement ou d’autres droits d’accès; b) de toute autre somme payable à un service de musique en ligne ou à ses distributeurs autorisés relativement au service de musique en ligne, y compris des sommes qui leur sont payées pour de la publicité, du placement de produits, de la promotion, de la commandite et des commissions sur des transactions avec des tiers; c) des sommes équivalant à la valeur pour un service de musique en ligne, ou pour le distributeur autorisé, d’ententes de troc ou de publicité compensée reliée à l’opération du service de musique en ligne; (« *gross revenue* »)

« *service de musique en ligne* » Service qui livre des transmissions sur demande, des téléchargements limités, des téléchargements permanents et/ou de la webdiffusion aux utilisateurs, y compris un service de musique nuagique; (« *online music service* »)

« *service de musique nuagique* » Service de musique en ligne qui : a) permet ou requiert qu’un utilisateur copie des fichiers sur un serveur à distance en vue d’un accès ultérieur par cet utilisateur, mais seulement par voie de téléchargement et/ou de transmission; et/ou b) identifie les fichiers contenus dans la bibliothèque locale de musique numérique d’un utilisateur et copie ces fichiers disponibles sur un serveur à distance afin que cet utilisateur y ait accès par voie de téléchargement et/ou transmission; (« *music cloud service* »)

« *téléchargement* » Fichier destiné à être copié sur l’appareil ou le support de mémoire locale d’un utilisateur; (« *download* »)

« *téléchargement limité* » Téléchargement utilisant une technologie qui rend le fichier inutilisable lorsqu’un certain événement se produit; (« *limited download* »)

« *téléchargement permanent* » Téléchargement autre qu’un téléchargement limité; (« *permanent download* »)

“repertoire” means the musical works for which CSI is entitled to grant a licence pursuant to section 3. (« *répertoire* »)

“stream” means a file that is intended to be copied onto a local storage medium or device only to the extent required to allow listening to the file at substantially the same time as when the file is transmitted. (« *transmission* »)

“subscriber” means an end user with whom an online music service or its authorized distributor has entered into a contract for service other than on a transactional per-download or per-stream basis, for a fee, for other consideration or free of charge, including pursuant to a free subscription. (« *abonné* »)

“unique visitor” means each end user, excluding a subscriber, who receives a free on-demand stream from an online music service in a month. (« *visiteur unique* »)

“webcast” means the continuous delivery of streams of audio programming, excluding on-demand streams, consisting in whole or in part of sound recordings of musical works, which programming may be themed by genre or otherwise, and for which the end user does not have advance knowledge of, or control over, the sequence or the timing of delivery of the musical works included in the program. (« *webdiffusion* »)

Application

3. (1) This tariff entitles an online music service that complies with this tariff, and its authorized distributors,

(a) to reproduce all or part of a musical work in the repertoire for the purpose of transmitting it in a file to end users in Canada via the Internet or another similar computer network, including by wireless transmission;

(b) to authorize a person to reproduce the musical work for the purpose of delivering to the service a file that can then be reproduced and transmitted pursuant to paragraph (a); and

(c) to authorize end users in Canada to further reproduce the musical work for their own private use,

in connection with the operation of the service.

« transmission » Fichier destiné à être copié sur l'appareil ou le support de mémoire locale uniquement dans la mesure nécessaire pour en permettre l'écoute essentiellement au moment où il est transmis; (« *stream* »)

« transmission sur demande » Transmission choisie par son destinataire; (« *on-demand stream* »)

« transmission sur demande gratuite » Exclut une transmission sur demande fournie à un abonné; (« *free on-demand stream* »)

« trimestre » De janvier à mars, d'avril à juin, de juillet à septembre et d'octobre à décembre; (« *quarter* »)

« visiteur unique » Un utilisateur, à l'exception d'un abonné, qui reçoit au cours d'un mois une transmission sur demande gratuite d'un service de musique en ligne; (« *unique visitor* »)

« webdiffusion » Transmission en continu d'une programmation audio, excluant la transmission sur demande, constituée en tout ou en partie d'œuvres musicales incorporées à des enregistrements sonores, laquelle programmation peut être classée par genre ou autrement et pour laquelle l'utilisateur n'a pas de contrôle sur l'ordre et sur le moment de la transmission des œuvres musicales qui y sont incorporées ni de connaissance préalable de cet ordre et de ce moment; (« *webcast* »)

« webdiffusion interactive » Webdiffusion permettant aux utilisateurs d'influer sur la sélection d'œuvres musicales qui leur est spécialement transmise; (« *interactive webcast* »)

« webdiffusion non interactive » Webdiffusion ne permettant pas aux utilisateurs d'influer sur la sélection d'œuvres musicales qui leur est transmise. (« *non-interactive webcast* »)

Application

3. (1) Le présent tarif permet à un service de musique en ligne qui se conforme au présent tarif et à ses distributeurs autorisés :

a) de reproduire tout ou partie d'une œuvre musicale du répertoire afin de la transmettre dans un fichier à un utilisateur au Canada via Internet ou un autre réseau d'ordinateurs similaire, y compris par transmission sans fil;

b) d'autoriser une personne à reproduire l'œuvre musicale afin de transmettre au service un fichier qui peut ensuite être reproduit et transmis en vertu de l'alinéa a);

c) d'autoriser un utilisateur au Canada à aussi reproduire l'œuvre musicale pour son usage privé,

dans le cadre de l'exploitation du service.

(2) This tariff does not apply to activities subject to the *Satellite Radio Services Tariff* or the *Commercial Radio Tariff*.

4. (1) This tariff does not authorize the reproduction of a work in a medley, for the purpose of creating a mashup, for use as a sample or, subject to subsection 3(2), in association with a product, service, cause or institution.

(2) This tariff does not entitle the owner of the copyright in a sound recording of a musical work to authorize the reproduction of that work.

ROYALTIES

Webcasts

5. (1) Subject to subsection (3), the royalties payable in a month by any online music service that offers non-interactive webcasts, but does not offer interactive webcasts, on-demand streams, or limited downloads, shall be 3.24 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads, subject to a minimum of 0.018¢ for each play of a file.

(2) Subject to subsection (4), the royalties payable in a month by any online music service that offers interactive webcasts, but does not offer on-demand streams or limited downloads, shall be 6.22 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads, subject to a minimum of 0.035¢ for each play of a file.

(3) The royalties payable in a month by any online music service that offers non-interactive webcasts, but does not offer on-demand streams or limited downloads, and permits an end user to copy all or part of a webcast onto a local storage medium or device for later access shall be,

(a) if SOCAN is entitled to collect royalties for limited downloads, 6.68 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads, subject to a minimum of 0.037¢ for each play of a file; and

(b) otherwise, 8.42 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads, subject to a minimum of 0.047¢ for each play of a file.

(2) Le présent tarif ne s'applique pas aux activités couvertes par le *Tarif pour les services de radio par satellite* ou par le *Tarif pour la radio commerciale*.

4. (1) Le présent tarif n'autorise pas la reproduction d'une œuvre dans un pot-pourri, pour créer un « mashup », pour l'utiliser comme échantillon ou, sous réserve du paragraphe 3(2), en liaison avec un produit, un service, une cause ou une institution.

(2) Le présent tarif ne permet pas au titulaire du droit sur l'enregistrement sonore d'une œuvre musicale d'autoriser la reproduction de l'œuvre.

REDEVANCES

Webdiffusion

5. (1) Sous réserve du paragraphe (3), les redevances payables chaque mois par un service de musique en ligne offrant de la webdiffusion non interactive, mais n'offrant pas de la webdiffusion interactive, de la transmission sur demande ou des téléchargements limités, sont de 3,24 pour cent des revenus bruts provenant du service pour le mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents, sous réserve d'un minimum de 0,018 ¢ pour chaque écoute d'un fichier.

(2) Sous réserve du paragraphe (4), les redevances payables chaque mois par un service de musique en ligne offrant de la webdiffusion interactive, mais non des transmissions sur demande ou des téléchargements limités, sont de 6,22 pour cent des revenus bruts provenant du service pour le mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents, sous réserve d'un minimum de 0,035 ¢ pour chaque écoute d'un fichier.

(3) Les redevances payables chaque mois par un service de musique en ligne qui offre de la webdiffusion non interactive, mais n'offrant pas de transmissions sur demande ou de téléchargements limités, et qui permet à un utilisateur de copier une webdiffusion, en tout ou en partie, sur un appareil ou un support de mémoire locale pour un accès ultérieur sont :

a) si SOCAN a le droit de percevoir des redevances pour les téléchargements limités, de 6,68 pour cent des revenus bruts du service pour ce même mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents, sous réserve d'un minimum de 0,037 ¢ pour chaque écoute d'un fichier;

b) sinon, de 8,42 pour cent des revenus bruts du service pour ce même mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents, sous réserve d'un minimum de 0,047 ¢ pour chaque écoute d'un fichier.

(4) The royalties payable in a month by any online music service that offers interactive webcasts, but does not offer on-demand streams or limited downloads, and permits an end user to copy all or part of a webcast onto a local storage medium or device for later access shall be,

(a) if SOCAN is entitled to collect royalties for limited downloads, 12.83 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads, subject to a minimum of 0.072¢ for each play of a file; and

(b) otherwise, 16.17 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads, subject to a minimum of 0.090¢ for each play of a file.

On-Demand Streams

(5) Subject to paragraph (11)(b), the royalties payable in a month by any online music service that offers on-demand streams — with or without webcasts — but does not offer limited downloads shall be

$$\frac{A \times B}{C}$$

where

(A) is 9.9 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads;

(B) is the number of plays of files requiring a CSI licence during the month; and

(C) is the number of plays of all files during the month, subject to a minimum equal to the greater of

(a) 66¢ per subscriber; and

(b) 0.17¢ for each play of a file requiring a CSI licence.

For clarity, if the online music service permits an end user to copy files onto a local storage medium or device for later access, the service shall pay royalties pursuant to subsection (6), not pursuant to this subsection.

Limited Downloads

(6) Subject to paragraph (11)(b), the royalties payable in a month by any online music service that offers limited

(4) Les redevances payables chaque mois par un service de musique en ligne qui offre de la webdiffusion interactive, mais n'offrant pas de transmissions sur demande ou de téléchargements limités, et qui permet à un utilisateur de copier une webdiffusion, en tout ou partie, sur un appareil ou un support de mémoire locale pour un accès ultérieur sont :

a) si SOCAN a le droit de percevoir des redevances pour les téléchargements limités, de 12,83 pour cent des revenus bruts du service pour ce même mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents, sous réserve d'un minimum de 0,072 ¢ pour chaque écoute d'un fichier;

b) sinon, de 16,17 pour cent des revenus bruts du service pour ce même mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents, sous réserve d'un minimum de 0,090 ¢ pour chaque écoute d'un fichier.

Transmissions sur demande

(5) Sous réserve de l'alinéa (11)b), les redevances payables chaque mois par un service de musique en ligne offrant des transmissions sur demande — avec ou sans webdiffusion — mais non des téléchargements limités sont :

$$\frac{A \times B}{C}$$

étant entendu que :

(A) représente 9,9 pour cent des revenus bruts du service pour le mois, excluant les montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents;

(B) représente le nombre d'écoutes de fichiers nécessitant une licence de CSI durant le mois;

(C) représente le nombre d'écoutes de tous les fichiers durant le mois,

sous réserve d'un minimum du plus élevé entre :

a) 66 ¢ par abonné;

b) 0,17 ¢ pour chaque écoute d'un fichier nécessitant une licence de CSI.

Aux fins de clarté, si le service de musique en ligne permet à un utilisateur de copier des fichiers sur un appareil ou un support de mémoire locale en vue d'un accès ultérieur, le service est tenu de payer les redevances prévues au paragraphe (6) et non au présent paragraphe.

Téléchargements limités

(6) Sous réserve de l'alinéa (11)b), les redevances payables chaque mois par un service de musique en ligne offrant

downloads — with or without on-demand streams or webcasts — shall be

$$\frac{A \times B}{C}$$

where

(A) is 9.9 per cent of the gross revenue from the service for the month, excluding amounts paid by end users for permanent downloads;

(B) is the number of plays of files requiring a CSI licence during the month; and

(C) is the total number of plays of files during the month,

subject to a minimum equal to the greater of

(a) 99¢ per subscriber; and

(b) 0.17¢ for each play of a file requiring a CSI licence.

Where a service does not report to CSI the number of plays of files as limited downloads, (B) will be deemed to equal either (a) the number of plays of the same sound recording as an on-demand stream during the month, or (b) if the sound recording has not been played as an on-demand stream during the month, the average number of plays of all sound recordings as on-demand streams during the month.

Free On-Demand Streams

(7) Subject to paragraph (11)(a), the royalties payable for free on-demand streams shall be the lesser of 66¢ per unique visitor per month and 0.17¢ per free on-demand stream requiring a CSI licence received by that unique visitor in that month.

Permanent Downloads

(8) Subject to paragraph (11)(b), the royalties payable in a month by any online music service that offers only permanent downloads shall be

$$\frac{A \times B}{C}$$

where

(A) is 9.9 per cent of the gross revenue from the service for the month;

(B) is the number of permanent downloads requiring a CSI licence during the month; and

des téléchargements limités, avec ou sans transmissions sur demande ou webdiffusion, sont :

$$\frac{A \times B}{C}$$

étant entendu que :

(A) représente 9,9 pour cent des revenus bruts du service pour le mois, à l'exclusion des montants payés par les utilisateurs pour les téléchargements permanents;

(B) représente le nombre d'écoutes de fichiers nécessitant une licence de CSI durant le mois;

(C) représente le nombre total d'écoutes de fichiers durant le mois,

sous réserve d'un minimum du plus élevé entre :

a) 99 ¢ par abonné;

b) 0,17 ¢ pour chaque écoute d'un fichier nécessitant une licence de CSI.

Lorsqu'un service n'indique pas à CSI le nombre d'écoutes de fichiers par téléchargements limités, (B) sera réputé être égal a) au nombre d'écoutes de ce même enregistrement sonore par transmission sur demande dans un même mois, ou b) si l'enregistrement sonore n'a pas été écouté par transmission sur demande dans le mois, au nombre moyen d'écoutes de tous les enregistrements sonores par transmission sur demande au cours du mois.

Transmissions sur demande gratuites

(7) Sous réserve de l'alinéa (11)a), les redevances payables pour les transmissions sur demande gratuites sont le moindre de 66 ¢ par visiteur unique par mois et de 0,17 ¢ pour chaque transmission sur demande gratuite nécessitant une licence de CSI et reçue par ce visiteur unique dans ce mois.

Téléchargements permanents

(8) Sous réserve de l'alinéa (11)b), les redevances payables chaque mois par un service de musique en ligne offrant uniquement des téléchargements permanents sont :

$$\frac{A \times B}{C}$$

étant entendu que :

(A) représente 9,9 pour cent des revenus bruts provenant du service pour le mois;

(B) représente le nombre de téléchargements permanents nécessitant une licence de CSI durant le mois;

(C) is the total number of permanent downloads during the month,

subject to a minimum of 3.92¢ per permanent download in a bundle that contains 13 or more files and 7.6¢ per permanent download in all other cases.

(9) Subject to paragraph (11)(b), where an online music service that is required to pay royalties under any of subsections (1) to (7) or subsection (10) also offers permanent downloads, the royalty payable by the online music service for each permanent download requiring a CSI licence shall be 9.9 per cent of the amount paid by an end user for the download, subject to a minimum of 3.92¢ per permanent download in a bundle that contains 13 or more files and 7.6¢ per permanent download in all other cases.

Music Cloud Services

(10) The royalties payable in a month by any online music service that offers a music cloud service shall be 9.9 per cent of the gross revenue from the service for the month, subject to a minimum equal to the greater of

- (a) 99¢ per subscriber; and
- (b) 0.17¢ for each play of a file.

Adjustments

(11) Where CSI does not hold all the rights in a musical work,

- (a) for the purposes of subsections (7) and (9), the applicable royalty shall be the relevant rate multiplied by CSI's share in the musical work; and
- (b) for the purposes of subsections (5), (6), and (8), only the share that CSI holds shall be included in (B).

(12) All royalties payable under this tariff are exclusive of any bank fees and any federal, provincial or other governmental taxes or levies of any kind.

(13) For the purpose of calculating the minimum payable pursuant to subsections (5), (6), and (10), the number of subscribers shall be determined as at the end of the month in respect of which the royalties are payable.

(C) représente le nombre total de téléchargements permanents durant le mois,

sous réserve d'un minimum de 3,92 ¢ par téléchargement permanent faisant partie d'un ensemble contenant 13 fichiers ou plus et 7,6 ¢ pour tout autre téléchargement permanent.

(9) Sous réserve de l'alinéa (11)b), lorsqu'un service de musique en ligne qui doit payer des redevances en vertu des paragraphes (1) à (7) ou (10) offre également des téléchargements permanents, la redevance payable par le service de musique en ligne pour chacun des téléchargements permanents nécessitant une licence de CSI est 9,9 pour cent de la somme payée par l'utilisateur pour le téléchargement, sous réserve d'un minimum de 3,92 ¢ par téléchargement permanent faisant partie d'un ensemble contenant 13 fichiers ou plus et 7,6 ¢ pour tout autre téléchargement permanent.

Services de musique nuagique

(10) Les redevances payables chaque mois par un service de musique en ligne offrant un service de musique nuagique sont de 9,9 pour cent des revenus bruts provenant du service pour le mois, sous réserve d'un minimum du plus élevé entre :

- a) 99 ¢ par abonné;
- b) 0,17 ¢ pour chaque écoute d'un fichier.

Ajustements

(11) Si CSI ne détient pas tous les droits sur une œuvre musicale :

- a) aux fins des paragraphes (7) et (9), le taux applicable est le taux pertinent multiplié par la part que CSI détient dans l'œuvre musicale;
- b) aux fins des paragraphes (5), (6) et (8), seule la part que détient CSI doit être incluse dans (B).

(12) Les redevances exigibles en vertu du présent tarif ne comprennent pas les frais bancaires, les taxes fédérales, provinciales ou autres, ni les autres prélèvements qui pourraient s'appliquer.

(13) Dans le calcul du minimum payable selon les paragraphes (5), (6) ou (10), le nombre d'abonnés est établi à la fin du mois à l'égard duquel la redevance est payable.

ADMINISTRATIVE PROVISIONS*Reporting Requirements: Service Identification*

6. No later than the earlier of 20 days after the end of the first month during which an online music service reproduces a file requiring a CSI licence and the day before the service first makes such a file available to the public, the service shall provide to CSI the following information:

(a) the name of the person who operates the service, including

(i) the name of a corporation and a mention of its jurisdiction of incorporation,

(ii) the name of the proprietor of an individual proprietorship,

(iii) the name of each partner of a partnership, and

(iv) the names of the principal officers of any other service,

together with any other trade name under which the service carries on business;

(b) the address of its principal place of business;

(c) the name, address and email of the persons to be contacted for the purposes of notice and, if different from that name, address and email, for the payment of royalties, the provision of information pursuant to subsection 18(2) and any inquiries related thereto;

(d) the name and address of any authorized distributor;

(e) the Uniform Resource Locator (URL) of each website at or through which the service is or will be offered; and

(f) if the service offers webcasts, an indication of whether the webcasts offered are interactive, non-interactive or both.

*Sales Reports**Definition*

7. (1) In this section, “required information” means, in respect of a file,

(a) its identifier;

(b) the title of the musical work;

DISPOSITIONS ADMINISTRATIVES*Obligations de rapport : identification du service*

6. Pas plus tard que le plus tôt de 20 jours après la fin du premier mois durant lequel un service de musique en ligne reproduit un fichier nécessitant une licence de CSI, et le jour avant que le service ne rende ce fichier accessible au public, le service fournit à CSI les renseignements suivants :

a) le nom de la personne qui opère le service, y compris :

(i) sa raison sociale et la juridiction où il est constitué,

(ii) le nom du propriétaire, dans le cas d'une société à propriétaire unique,

(iii) les noms de tous les partenaires ou associés d'une association ou société à propriétés multiples,

(iv) les noms des principaux dirigeants ou administrateurs de tout autre service,

et ce, avec toute autre dénomination sous laquelle le service exploite une entreprise ou exerce des activités commerciales;

b) l'adresse de son établissement principal;

c) le nom, l'adresse et l'adresse courriel des personnes responsables de recevoir les avis et, si différents, le nom, l'adresse et l'adresse courriel à utiliser pour toute question reliée au paiement des redevances et à la transmission de l'information mentionnée au paragraphe 18(2);

d) le nom et l'adresse de chacun de ses distributeurs autorisés;

e) l'adresse URL de chaque site Internet sur lequel ou à partir duquel le service est ou sera offert;

f) lorsque le service offre de la webdiffusion, une indication s'il s'agit de webdiffusion interactive, non interactive ou les deux.

*Rapports de ventes**Définition*

7. (1) Dans cette section, « renseignements requis » signifie, à l'égard d'un fichier :

a) son identificateur;

b) le titre de l'œuvre musicale;

(c) the name of each performer or group to whom the sound recording is credited;

(d) the name of the person who released the sound recording;

(e) if the online music service believes that a CSI licence is not required, information that establishes why the licence is not required;

(f) the name of each author of the musical work;

(g) the International Standard Recording Code (ISRC) assigned to the sound recording;

(h) if the sound recording was released in physical format as part of an album, the name, identifier, product catalogue number and Universal Product Code (UPC) assigned to the album, together with the associated disc and track numbers;

and, if available,

(i) the name of the music publisher associated with the musical work;

(j) the International Standard Musical Work Code (ISWC) assigned to the musical work;

(k) the Global Release Identifier (GRid) assigned to the file and, if applicable, the GRid of the album or bundle in which the file was released;

(l) the running time of the file, in minutes and seconds; and

(m) any alternative title used to designate the musical work or sound recording.

Webcasts

(2) No later than 20 days after the end of each month, any online music service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(1), (2), (3) or (4) shall provide to CSI a report setting out, for that month,

(a) in relation to each file that was delivered to an end user, the required information;

(b) the total number of plays of each file;

(c) the total number of plays of all files;

(d) the extent of use of the service during the month, including the number of end users who used the service and the total hours of listening; and

(e) the gross revenue from the service for the month.

c) le nom de chaque interprète ou groupe associé à l'enregistrement sonore;

d) le nom de la personne qui a publié l'enregistrement sonore;

e) si un service de musique en ligne est d'avis qu'une licence de CSI n'est pas requise, l'information établissant les raisons pour lesquelles elle ne l'est pas;

f) le nom de chacun des auteurs de l'œuvre musicale;

g) le code international normalisé des enregistrements (ISRC) assigné à l'enregistrement sonore;

h) si l'enregistrement sonore a été publié sur support matériel comme partie d'un album, le nom, l'identificateur, le numéro de catalogue et le code universel des produits (UPC) assigné à l'album, ainsi que les numéros de disque et de piste reliés;

et si disponible :

i) le nom de l'éditeur de musique associé à l'œuvre musicale;

j) le code international normalisé des œuvres musicales (ISWC) assigné à l'œuvre musicale;

k) le Global Release Identifier (GRid) assigné au fichier, et, le cas échéant, celui assigné à l'album ou à l'ensemble dont le fichier fait partie;

l) la durée du fichier, en minutes et en secondes;

m) chaque variante de titre utilisé pour désigner l'œuvre musicale ou l'enregistrement sonore.

Webdiffusion

(2) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque mois, le service de musique en ligne qui est tenu de payer des redevances en vertu des paragraphes 5(1), (2), (3) ou (4) fournit à CSI un rapport indiquant, pour ce mois :

a) à l'égard de chaque fichier transmis à un utilisateur, les renseignements requis;

b) le nombre total d'écoutes de chaque fichier;

c) le nombre total d'écoutes de tous les fichiers;

d) l'étendue de l'utilisation du service durant le mois, y compris le nombre d'utilisateurs qui ont utilisé ce service et le total des heures d'écoute;

e) les revenus bruts provenant du service pour le mois.

On-Demand Streams

(3) No later than 20 days after the end of each month, any online music service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(5) shall provide to CSI a report setting out, for that month,

- (a) in relation to each file that was delivered to an end user, the required information;
- (b) the total number of plays of each file as an on-demand stream and, separately, in webcasts (if applicable);
- (c) the total number of plays of all files as on-demand streams and, separately, in webcasts (if applicable);
- (d) the number of subscribers to the service during the month and the total amounts paid by them during that month;
- (e) the number of plays by non-subscribers and the total amounts paid by them during that month;
- (f) the gross revenue from the service for the month;
- (g) if the service has engaged in any promotional programs during the month pursuant to which files have been delivered to end users free of charge, details of those programs; and
- (h) the number of subscribers provided with free subscriptions and the total number of plays of all files by such subscribers as on-demand streams and, separately, in webcasts (if applicable).

Limited Downloads

(4) No later than 20 days after the end of each month, any online music service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(6) shall provide to CSI a report setting out, for that month,

- (a) in relation to each file that was delivered to an end user, the required information;
- (b) the number of limited downloads of each file;
- (c) the number of limited downloads of all files;
- (d) the total number of plays of each file as limited downloads and, separately, as on-demand streams and in webcasts (each as applicable);
- (e) the total number of plays of all files as limited downloads and, separately, as on-demand streams and in webcasts (each as applicable);

Transmissions sur demande

(3) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque mois, le service de musique en ligne qui est tenu de payer des redevances en vertu du paragraphe 5(5) fournit à CSI un rapport indiquant, pour ce mois :

- a) à l'égard de chaque fichier transmis à un utilisateur, les renseignements requis;
- b) le nombre total d'écoutes de chaque fichier par l'entremise d'une transmission sur demande et, de façon distincte, par webdiffusion (si applicable);
- c) le nombre total d'écoutes de tous les fichiers par l'entremise d'une transmission sur demande et, de façon distincte, par webdiffusion (si applicable);
- d) le nombre d'abonnés au service durant le mois et le montant total qu'ils ont versé durant ce mois;
- e) le nombre d'écoutes par des non-abonnés et le montant total qu'ils ont versé durant ce mois;
- f) les revenus bruts provenant du service pour ce mois;
- g) si le service a livré pendant ce mois, à titre promotionnel, des transmissions sur demande de façon gratuite à des utilisateurs, des précisions sur cette offre promotionnelle;
- h) le nombre d'abonnés qui ont profité d'un abonnement gratuit et le nombre total d'écoutes de tous les fichiers par ces abonnés par l'entremise d'une transmission sur demande et, de façon distincte, par webdiffusion (si applicable).

Téléchargements limités

(4) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque mois, le service de musique en ligne qui est tenu de payer des redevances en vertu du paragraphe 5(6) fournit à CSI un rapport indiquant, pour ce mois :

- a) à l'égard de chaque fichier transmis à un utilisateur, les renseignements requis;
- b) le nombre de téléchargements limités de chaque fichier;
- c) le nombre de téléchargements limités de tous les fichiers;
- d) le nombre total d'écoutes de chaque fichier par l'entremise d'un téléchargement limité et, de façon distincte, par transmission sur demande et par webdiffusion (si applicable pour chacun d'eux);
- e) le nombre total d'écoutes de tous les fichiers par l'entremise d'un téléchargement limité et, de façon

(f) the number of subscribers to the service during the month and the total amounts paid by them during that month;

(g) the number of plays by non-subscribers and the total amounts paid by them during that month;

(h) the gross revenue from the service for the month;

(i) if the service or any authorized distributor has engaged in any promotional programs during the month pursuant to which limited downloads have been provided to end users free of charge, details of those programs; and

(j) the number of subscribers provided with free subscriptions, the total number of limited downloads provided to such subscribers, and the total number of plays of all files by such subscribers as limited downloads and, separately, as on-demand streams and in webcasts (each as applicable).

Free On-Demand Streams

(5) No later than 20 days after the end of each month, any online music service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(7) shall provide to CSI a report setting out, for that month,

(a) in relation to each file that was delivered as a free on-demand stream, the required information;

(b) the number of plays of each file as a free on-demand stream;

(c) the total number of plays of all files as free on-demand streams;

(d) the number of unique visitors;

(e) a description of the manner in which each unique visitor is identified; and

(f) the number of free on-demand streams provided to each unique visitor.

Permanent Downloads

(6) No later than 20 days after the end of each month, any online music service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(8) or (9) shall provide to CSI a report setting out, for that month,

(a) in relation to each file that was delivered as a permanent download:

(i) the required information,

distincte, par transmission sur demande et par webdiffusion (si applicable pour chacun d'eux);

f) le nombre d'abonnés au service durant ce mois et le montant total versé par eux durant ce mois;

g) le nombre d'écoutes par des non-abonnés et le montant total payé par eux durant ce mois;

h) les revenus bruts provenant du service pour le mois;

i) si le service ou l'un de ses distributeurs autorisés a livré à titre promotionnel des téléchargements limités gratuits à des utilisateurs durant le mois, des précisions sur cette offre promotionnelle;

j) le nombre d'abonnés qui ont profité d'un abonnement gratuit, le nombre total de téléchargements limités transmis à ces abonnés ainsi que le nombre total d'écoutes de tous les fichiers par ces abonnés par l'entremise de téléchargements limités et, de façon distincte, par transmissions sur demande et par webdiffusion (si applicable pour chacun d'eux).

Transmissions sur demande gratuites

(5) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque mois, le service de musique en ligne qui est tenu de payer des redevances en vertu du paragraphe 5(7) fournit à CSI un rapport indiquant, pour ce mois :

a) à l'égard de chaque fichier transmis à un utilisateur par l'entremise d'une transmission sur demande gratuite, les renseignements requis;

b) le nombre total d'écoutes de chaque fichier par l'entremise d'une transmission sur demande gratuite;

c) le nombre total d'écoutes de tous les fichiers par l'entremise de transmissions sur demande gratuites;

d) le nombre de visiteurs uniques;

e) une description de la façon dont chaque visiteur unique est identifié;

f) le nombre de transmissions sur demande gratuites fournies à chaque visiteur unique.

Téléchargements permanents

(6) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque mois, le service de musique en ligne qui est tenu de payer des redevances en vertu des paragraphes 5(8) ou (9) fournit à CSI un rapport indiquant, pour ce mois :

a) à l'égard de chaque fichier transmis en téléchargement permanent :

(i) les renseignements requis,

(ii) the number of times the file was downloaded as part of a bundle, the identifier of each such bundle, the number of files included in each such bundle, the amount paid by end users for each such bundle, the share of that amount assigned by the service to the file, and a description of the manner in which that share was assigned, and

(iii) the number of other permanent downloads of the file and the amounts paid by end users for the file, including, if the file is offered as a permanent download at different prices from time to time, the number of permanent downloads delivered at each different price;

(b) the total amount paid by end users for bundles;

(c) the total amount paid by end users for permanent downloads;

(d) the total number of permanent downloads supplied; and

(e) if the service or any authorized distributor has engaged in any promotional programs during the month, pursuant to which permanent downloads have been delivered to end users free of charge, details of those programs.

(7) An online music service that is required to pay royalties pursuant to more than one subsection of section 5 shall file a separate report pursuant to each subsection of this section.

(8) Whenever a service is required to report its gross revenue for a month, it shall include, separately — and in addition to any other information specifically required by the relevant subsection — the amount of revenue received from subscribers, the amount received from non-subscribers, the amount received from advertisers, the amount attributable to sponsorships, and the amounts received from each additional revenue source.

Music Cloud Service

(9) No later than 20 days after the end of each month, any online music service that is required to pay royalties pursuant to subsection 5(10) shall provide to CSI a report setting out, for that month,

(a) in relation to each file that was accessed as a download or a stream from the music cloud service, the required information;

(b) the total number of downloads of each file accessed from the music cloud service;

(c) the total number of downloads of all files accessed from the music cloud service;

(ii) le nombre de téléchargements de chaque fichier faisant partie d'un ensemble, l'identificateur de chacun de ces ensembles, le nombre de fichiers contenus dans chacun de ces ensembles, le montant payé par les utilisateurs pour cet ensemble, la part de ce montant affecté par le service à chacun des fichiers et une description de la façon dont cette part a été établie,

(iii) le nombre d'autres téléchargements permanents de chaque fichier et les montants payés par les utilisateurs pour le fichier, y compris lorsque le fichier est offert en téléchargement permanent à des prix différents, le nombre de téléchargements permanents transmis pour chaque différent prix;

b) la somme totale payée par les utilisateurs pour les ensembles;

c) la somme totale payée par les utilisateurs pour les téléchargements permanents;

d) le nombre total de téléchargements permanents fournis;

e) si le service ou l'un de ses distributeurs autorisés a livré à titre promotionnel des téléchargements permanents gratuits à des utilisateurs durant le mois, des précisions sur cette offre promotionnelle.

(7) Un service de musique en ligne qui est tenu de payer des redevances en vertu de plus d'un paragraphe de l'article 5 doit fournir un rapport séparé en vertu de chaque paragraphe de cet article.

(8) Lorsqu'un service est tenu de fournir un rapport sur ses revenus bruts mensuels, ce rapport doit contenir outre tous les renseignements spécifiquement mentionnés au paragraphe pertinent, de façon séparée, les montants reçus des abonnés, les montants reçus des non-abonnés, les montants reçus pour la publicité, les montants provenant de commandes et les montants provenant de toute autre source.

Service de musique nuagique

(9) Au plus tard 20 jours après la fin de chaque mois, le service de musique en ligne qui est tenu de payer des redevances en vertu du paragraphe 5(10) fournit à CSI un rapport indiquant, pour ce mois :

a) à l'égard de chaque fichier qui a été accédé par téléchargement ou par transmission par l'entremise du service de musique nuagique, les renseignements requis;

b) le nombre total de téléchargements de chaque fichier accédé par le service de musique nuagique;

(d) the total number of plays of each stream accessed from the music cloud service;

(e) the total number of plays of all streams accessed from the music cloud service;

(f) the number of subscribers to the music cloud service during the month and the total amounts paid by them during that month;

(g) the gross revenue from the music cloud service for the month;

(h) if the service has engaged in any promotional programs during the month pursuant to which access to the cloud service has been provided to end users free of charge, details of those programs; and

(i) the number of subscribers provided with free subscriptions, the total number of downloads accessed by such subscribers, and the total number of plays of files by such subscribers as streams.

c) le nombre total de téléchargements de tous les fichiers accédés par le service de musique nuagique;

d) le nombre total d'écoutes de chaque transmission accédée par le service de musique nuagique;

e) le nombre total d'écoutes de toutes les transmissions accédées par le service de musique nuagique;

f) le nombre d'abonnés au service de musique nuagique durant le mois et le montant total payé par eux durant ce mois;

g) les revenus bruts provenant du service de musique nuagique pour ce mois;

h) si le service a livré à titre promotionnel l'accès gratuit au service de musique nuagique à des utilisateurs durant le mois, des précisions sur cette offre promotionnelle;

i) le nombre d'abonnés qui ont profité d'un abonnement gratuit, le nombre total de téléchargements accédés par ces abonnés et le nombre total d'écoutes des fichiers par ces abonnés par transmission.

Calculation and Payment of Royalties

8. No later than 20 days after receiving a report pursuant to subsection 7(3), (4), (5), or (6) for the last month in a quarter, CSI shall provide to the online music service a detailed calculation of the royalties payable for that quarter for each file and a report setting out

(a) which files contain a work that it then knows to be in the repertoire;

(b) which files contain a work that it then knows not to be in the repertoire;

(c) which files contain a work that it then knows to be in the repertoire only as to a fraction of the rights, with an indication of that fraction; and

(d) with respect to all other files, an indication of the reason for which CSI is unable to provide an answer pursuant to paragraph (a), (b) or (c).

9. (1) Royalties payable pursuant to subsections 5(1) to (4) or 5(10) shall be due no later than 20 days after the end of each quarter.

(2) Royalties payable pursuant to subsections 5(5) to (9) shall be due no later than 30 days after an online music service receives a report pursuant to section 8.

Calcul et versement des redevances

8. Au plus tard 20 jours après avoir reçu un rapport en vertu des paragraphes 7(3), (4), (5) ou (6) pour le dernier mois d'un trimestre, CSI transmet au service de musique en ligne un calcul détaillé des redevances payables pour ce trimestre pour chaque fichier, accompagné d'un avis indiquant :

a) quels fichiers contiennent une œuvre qu'elle sait alors faire partie du répertoire;

b) quels fichiers contiennent une œuvre qu'elle sait alors ne pas faire partie du répertoire;

c) quels fichiers contiennent une œuvre qu'elle sait alors faire partie du répertoire pour fraction seulement, avec une indication de cette fraction;

d) à l'égard de tous les autres fichiers, une indication du motif pour lequel CSI ne peut répondre en vertu des alinéas a), b) ou c).

9. (1) Les redevances prévues aux paragraphes 5(1) à (4) et 5(10) sont payables au plus tard 20 jours suivant la fin de chaque trimestre.

(2) Les redevances prévues aux paragraphes 5(5) à (9) sont payables au plus tard 30 jours après que le service de musique en ligne a reçu le rapport prévu à l'article 8.

Repertoire Disputes

10. (1) An online music service that disputes the indication that a file contains a work in the repertoire or requires a CSI licence shall provide to CSI information that establishes why the licence is not required, unless the information was provided earlier.

(2) An online music service that disputes the indication more than 20 days after receiving a report pursuant to paragraph 8(a) or (c) is not entitled to interest on the amounts owed to it.

Adjustments

11. Adjustments to any information provided pursuant to sections 6 to 8 or 10 shall be provided with the next report dealing with such information.

12. (1) Subject to subsection (2), adjustments in the amount of royalties owed, including excess payments, as a result of the discovery of an error or otherwise, shall be made on the date the next royalty payment is due.

(2) Any excess payment resulting from an online music service providing incorrect or incomplete information about a file shall be deducted from future amounts owed for the use of works owned by the same person as the work in that file.

Records and Audits

13. (1) An online music service shall keep and preserve, for a period of six years after the end of the month to which they relate, records from which the information set out in sections 6, 7, 10 and 11 can be readily ascertained.

(2) CSI may audit these records at any time during the period set out in subsection (1) on reasonable notice and during normal business hours.

(3) Subject to subsection (4), if an audit discloses that royalties due have been understated in any quarter by more than 10 per cent, the online music service shall pay the reasonable costs of the audit within 30 days of the demand for such payment.

(4) For the purposes of subsection (3), any amount owing as a result of an error or omission on the part of CSI shall not be taken into account.

Breach and Termination

14. (1) An online music service that fails to provide any report required by section 7 within five business days of the date on which the report is required, or to pay royalties

Contestations sur le répertoire

10. (1) Un service de musique en ligne qui conteste l'indication portant qu'un fichier contient une œuvre faisant partie du répertoire ou nécessite une licence de CSI fournit à cette dernière les renseignements permettant d'établir que tel est le cas, à moins que ces renseignements n'aient été fournis auparavant.

(2) Un service de musique en ligne qui conteste une telle indication plus de 20 jours après avoir reçu un rapport en vertu des paragraphes 8a) ou c), n'a pas droit aux intérêts sur les montants qui lui seraient dus.

Ajustements

11. Les ajustements à tout renseignement donné en vertu des articles 6 à 8 et 10 doivent être fournis dans le cadre du rapport suivant et traitant des mêmes renseignements.

12. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'ajustement dans le montant des redevances payables, y compris le trop-perçu, qu'il résulte ou non de la découverte d'une erreur, s'effectue à la date à laquelle le prochain versement est payable.

(2) L'excédent versé parce qu'un service de musique en ligne a fourni des renseignements inexacts ou incomplets pour un fichier est déduit des montants payables par la suite pour l'utilisation d'œuvres appartenant à la même personne que l'œuvre contenue dans ce fichier.

Registres et vérifications

13. (1) Le service de musique en ligne tient et conserve, pendant une période de six ans après la fin du mois auquel ils se rapportent, les registres permettant de déterminer facilement les renseignements prévus aux articles 6, 7, 10 et 11.

(2) CSI peut vérifier ces registres à tout moment durant la période visée au paragraphe (1) durant les heures normales de bureau et moyennant un préavis raisonnable.

(3) Sous réserve du paragraphe (4), si une vérification révèle que les redevances dues ont été sous-estimées de plus de 10 pour cent pour un trimestre quelconque, le service de musique en ligne assume les coûts raisonnables de la vérification dans les 30 jours suivant la date à laquelle on lui en fait la demande.

(4) Aux fins du paragraphe (3), il n'est pas tenu compte des montants non payés à la suite d'une erreur ou d'une omission de la part de CSI.

Défaut et résiliation

14. (1) Le service de musique en ligne qui ne transmet pas le rapport prévu à l'article 7 dans les cinq jours ouvrables de la date à laquelle il doit l'être, ou qui ne verse pas les

within five business days of the date on which the royalties are due, is not entitled to do any of the acts described in section 3 as of the first day of the month in respect of which the report should have been provided or the quarter in respect of which the royalties should have been paid, as the case may be, and until the report is provided and the royalties and any accrued interest are paid.

(2) An online music service that fails to comply with any other provision of this tariff is not entitled to do any of the acts described in section 3 five business days after CSI has notified the service in writing of that failure and until the service remedies that failure.

(3) An online music service that becomes insolvent, commits an act of bankruptcy, makes an assignment for the benefit of its creditors, files for protection under the *Companies Creditors Arrangement Act* or other comparable legislation in another jurisdiction, winds up its affairs, ceases to carry on business, or has a receiver/manager appointed for it or for a substantial part of its property, is not entitled to do any of the acts described in section 3 as of the day immediately preceding the day of the relevant occurrence.

Confidentiality

15. (1) Subject to subsections (2) and (3), CSI, SODRAC and CMRRA shall treat in confidence information received pursuant to this tariff, unless the disclosing party consents in writing to the information being treated otherwise.

(2) Information referred to in subsection (1) may be shared

- (a) amongst CSI, SODRAC or CMRRA;
- (b) in connection with the collection of royalties or the enforcement of a tariff, with SOCAN;
- (c) with the Copyright Board;
- (d) in connection with proceedings before the Board, once the online music service has had a reasonable opportunity to request a confidentiality order;
- (e) with any person who knows or is presumed to know the information;
- (f) to the extent required to effect the distribution of royalties, with royalty claimants; and
- (g) if ordered by law.

(3) Subsection (1) does not apply to information that is publicly available, or to information obtained from someone other than an online music service or its authorized

redevances au plus tard cinq jours ouvrables après la date à laquelle elles sont payables, ne peut se livrer à un acte décrit à l'article 3 à partir du premier jour du mois pour lequel le rapport devait être transmis ou, selon le cas, du trimestre à l'égard duquel les redevances auraient dû être payées, et cela, jusqu'à ce que le rapport ait été transmis et les redevances, intérêts compris, aient été payées.

(2) Le service de musique en ligne qui omet de se conformer à une autre disposition du présent tarif ne peut se livrer à un acte décrit à l'article 3 cinq jours ouvrables après que CSI l'a informé par écrit du défaut, et ce, jusqu'à ce que le service remédie à l'omission.

(3) Le service de musique en ligne qui devient insolvable, qui commet un acte de faillite, qui fait cession de ses biens au profit de ses créanciers, qui dépose une demande de protection en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* ou d'une loi similaire d'un autre ressort, qui liquide son entreprise, qui cesse de faire affaire, qui se voit désigner un séquestre ou un séquestre gérant à l'égard d'une partie importante de ses biens, ne peut se livrer à un acte décrit à l'article 3 à partir du jour qui précède immédiatement la date de l'événement pertinent.

Traitement confidentiel

15. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), CSI, la SODRAC et la CMRRA gardent confidentiels les renseignements transmis en application du présent tarif, à moins que la partie qui a divulgué les renseignements ne consente par écrit à ce qu'ils soient divulgués.

(2) Les renseignements mentionnés au paragraphe (1) peuvent être révélés :

- a) entre CSI, la SODRAC ou la CMRRA;
- b) à la SOCAN, pour la perception des redevances ou l'exécution d'un tarif;
- c) à la Commission du droit d'auteur;
- d) dans le cadre d'une affaire portée devant la Commission, après que le service de musique en ligne a eu l'occasion de demander une ordonnance de confidentialité;
- e) à une personne qui connaît ou est présumée connaître le renseignement;
- f) à une personne qui demande le versement de redevances, dans la mesure où cela est nécessaire pour effectuer la répartition;
- g) si la loi l'y oblige.

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux renseignements disponibles au public ou obtenus d'une personne autre qu'un service de musique en ligne ou ses

distributors and who is not under an apparent duty of confidentiality to the service.

Interest on Late Payments

16. (1) Subject to subsections (3) and (4), any amount not received by the due date shall bear interest from that date until the date the amount is received.

(2) Any overpayment resulting from an error or omission on the part of CSI shall bear interest from the date of the overpayment until the overpayment is refunded.

(3) For the purposes of this section, a report provided pursuant to section 8 following the late reception of a report required pursuant to section 7 is deemed to have been received within the time set out in section 8 provided that, after receiving the late report required pursuant to section 7, CSI provides the corresponding report required pursuant to section 8 no later than the date on which the next report required pursuant to section 8 is due.

(4) Any amount owing as a result of an error or omission on the part of CSI shall not bear interest until 30 days after CSI has corrected the error or omission.

(5) Interest shall be calculated daily, at a rate equal to one per cent above the Bank Rate effective on the last day of the previous month (as published by the Bank of Canada). Interest shall not compound.

(6) In the event that an online music service does not provide the information required by section 7 by the due date, the online music service shall pay to CSI a late fee of \$50.00 per day from the due date until the date the required information is received by CSI.

Addresses for Notices, etc.

17. (1) Anything that an online music service sends to CSI shall be sent to 1470 Peel Street, Tower B, Suite 1010, Montréal, Quebec H3A 1T1, email: csi@cmrrasodrac.ca, fax: 514-845-3401, or to any other address, email address or fax number of which the service has been notified in writing.

(2) Anything that CSI sends to an online music service shall be sent to the last address, email address or fax number of which CSI has been notified in writing.

Delivery of Notices and Payments

18. (1) Subject to subsection (2), a notice may be delivered by hand, by postage-paid mail, by fax, by email or by File Transfer Protocol (FTP). A payment must be delivered by

distributeurs autorisés non tenue elle-même de garder confidentiels ces renseignements.

Intérêts sur paiements tardifs

16. (1) Sous réserve des paragraphes (3) et (4), tout montant non payé à son échéance porte intérêt à compter de la date à laquelle il aurait dû être acquitté jusqu'à la date où il est reçu.

(2) Le trop-perçu découlant d'une erreur ou d'une omission de la part de CSI porte intérêt à compter de la date du paiement excédentaire jusqu'à la date où l'excédent est remboursé.

(3) Aux fins de cet article, un rapport fourni en vertu de l'article 8 suivant la réception tardive d'un rapport requis en vertu de l'article 7 est réputé avoir été reçu dans le délai prévu à l'article 8, pourvu que CSI, après la réception tardive du rapport requis en vertu de l'article 7, fournisse le rapport requis en vertu de l'article 8 au plus tard à la date à laquelle le prochain rapport requis en vertu de l'article 8 est dû.

(4) Le montant non payé découlant d'une erreur ou d'une omission de la part de CSI ne porte pas intérêt avant 30 jours après que CSI a corrigé l'erreur ou l'omission.

(5) L'intérêt est calculé quotidiennement, à un taux de un pour cent au-dessus du taux officiel d'escompte en vigueur le dernier jour du mois précédent (tel qu'il est publié par la Banque du Canada). L'intérêt n'est pas composé.

(6) Si un service de musique en ligne ne fournit pas les informations requises en vertu de l'article 7 au plus tard à la date d'échéance, le service de musique en ligne paie à CSI des frais de retard de 50,00 \$ par jour à partir de la date d'échéance jusqu'à la date où CSI reçoit les informations requises.

Adresses pour les avis, etc.

17. (1) Toute communication adressée à CSI est expédiée au 1470, rue Peel, Tour B, Bureau 1010, Montréal (Québec) H3A 1T1, courriel : csi@cmrrasodrac.ca, numéro de télécopieur : 514-845-3401, ou à toute autre adresse ou adresse courriel ou à tout autre numéro de télécopieur dont le service de musique en ligne a été avisé par écrit.

(2) Toute communication de CSI à un service de musique en ligne est expédiée à la dernière adresse ou adresse courriel ou au dernier numéro de télécopieur dont CSI a été avisé par écrit.

Transmission des avis et paiements

18. (1) Sous réserve du paragraphe (2), un avis peut être transmis par messenger, par courrier affranchi, par télécopieur, par courriel ou par protocole de transfert de fichier

hand, by postage-paid mail, or as otherwise agreed upon by CSI and the online music service.

(2) Information provided pursuant to sections 6 to 8 and to subsection 10(1) shall be delivered electronically, by way of a delimited text file or in any other format agreed upon by CSI and the online music service.

(3) A notice or payment mailed in Canada shall be presumed to have been received four business days after the day it was mailed.

(4) A notice sent by fax, by email or by FTP shall be presumed to have been received the day it is transmitted.

(5) All amounts required to be reported or paid under this tariff shall be reported or paid in Canadian dollars.

(FTP). Un paiement est livré par messenger, courrier affranchi ou de toute autre façon convenue par CSI et le service de musique en ligne.

(2) Les renseignements prévus aux articles 6 à 8 et au paragraphe 10(1) sont transmis électroniquement, dans un fichier texte délimité ou dans tout autre format dont conviennent CSI et le service de musique en ligne.

(3) L'avis ou le paiement posté au Canada est présumé avoir été reçu quatre jours ouvrables après la date de mise à la poste.

(4) L'avis envoyé par télécopieur, par courriel ou par FTP est présumé avoir été reçu le jour où il est transmis.

(5) Les montants mentionnés au présent tarif sont déclarés ou payables en dollars canadiens.