

# Canada Gazette

## Part I



# Gazette du Canada

## Partie I

OTTAWA, SATURDAY, FEBRUARY 17, 2018

OTTAWA, LE SAMEDI 17 FÉVRIER 2018

### 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 10, 2018, and at least every second Wednesday thereafter
- Part III Public Acts of Parliament and their enactment proclamations — Published as soon as is reasonably practicable after royal assent

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

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

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

For information regarding reproduction rights, please contact Public Services and Procurement Canada by email at [TPSGC.QuestionsLO-OLQueries.PWGSC@tpsgc-pwgsc.gc.ca](mailto: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 10 janvier 2018 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<sup>er</sup> avril 2003 et le format en langage hypertexte (HTML) de la Partie I et de la Partie II comme média substitut sont disponibles sur le [site Web de la Gazette du Canada](#). La version HTML des lois sanctionnées publiées dans la Partie III est disponible sur le [site Web du Parlement du Canada](#).

Les demandes d'insertion doivent être envoyées à la Direction de la Gazette du Canada, Services publics et Approvisionnement Canada, 350, rue Albert, 5<sup>e</sup> 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](mailto:TPSGC.QuestionsLO-OLQueries.PWGSC@tpsgc-pwgsc.gc.ca).

**TABLE OF CONTENTS**

<b>Government notices</b> .....	505
Appointment opportunities .....	509
<b>Parliament</b>	
House of Commons .....	514
<b>Commissions</b> .....	515
(agencies, boards and commissions)	
<b>Miscellaneous notices</b> .....	521
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
<b>Proposed regulations</b> .....	522
(including amendments to existing regulations)	
<b>Index</b> .....	661

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>Avis du gouvernement</b> .....	505
Possibilités de nominations .....	509
<b>Parlement</b>	
Chambre des communes .....	514
<b>Commissions</b> .....	515
(organismes, conseils et commissions)	
<b>Avis divers</b> .....	521
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
<b>Règlements projetés</b> .....	522
(y compris les modifications aux règlements existants)	
<b>Index</b> .....	662

**GOVERNMENT NOTICES****DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT****CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION  
ACT, 1999**

*Rescission of ministerial condition concerning carbonoperoxoic acid, O,O-(1,1-dimethylpropyl) O-(2-ethylhexyl) ester, CAS RN 70833-40-8*

**Rescission of ministerial  
conditions**

(Section 84 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*)

Whereas the Minister of the Environment has on July 10, 1999, pursuant to subsection 29(5) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, permitted the manufacture or import of the substance carbonoperoxoic acid, O,O-(1,1-dimethylpropyl) O-(2-ethylhexyl) ester, Chemical Abstracts Service Registry No. 70833-40-8, subject to some conditions;

Whereas the Minister of the Environment and the Minister of Health have conducted a new assessment of the substance;

And whereas the ministers no longer suspect that the substance is toxic or capable of becoming toxic,

Therefore, the Minister of the Environment hereby rescinds the conditions on the manufacture or import of the substance carbonoperoxoic acid, O,O-(1,1-dimethylpropyl) O-(2-ethylhexyl) ester, Chemical Abstracts Service Registry No. 70833-40-8, pursuant to subsection 84(3) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*.

**George Enei**

Assistant Deputy Minister  
Science and Technology Branch

On behalf of the Minister of the Environment

[7-1-o]

**DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT****SPECIES AT RISK ACT**

*Description of critical habitat for the Sprague's Pipit and Swift Fox in the Prairie National Wildlife Area (unit number 11)*

The Sprague's Pipit (*Anthus spragueii*) is a songbird listed as threatened on Schedule 1 of the *Species at Risk Act* and

**AVIS DU GOUVERNEMENT****MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT****LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE  
L'ENVIRONNEMENT (1999)**

*Annulation de la condition ministérielle concernant la substance peroxy carbonate de O-(2-éthylhexyle) et de O,O-tert-pentyle, NE CAS 70833-40-8*

**Annulation de conditions  
ministérielles**

[Article 84 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*]

Attendu que le ministre de l'Environnement a autorisé le 10 juillet 1999, aux termes du paragraphe 29(5) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, la fabrication ou l'importation de la substance peroxy carbonate de O-(2-éthylhexyle) et de O,O-tert-pentyle, numéro d'enregistrement 70833-40-8 du Chemical Abstracts Service sous certaines conditions;

Attendu que la ministre de l'Environnement et la ministre de la Santé ont effectué une nouvelle évaluation de la substance;

Et attendu que les ministres ne soupçonnent plus la substance d'être effectivement ou potentiellement toxique,

Pour ces motifs, la ministre de l'Environnement annule, aux termes du paragraphe 84(3) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, les conditions concernant la fabrication ou l'importation de la substance peroxy carbonate de O-(2-éthylhexyle) et de O,O-tert-pentyle, numéro d'enregistrement 70833-40-8 du Chemical Abstracts Service.

Le sous-ministre adjoint

Direction générale des sciences et de la technologie

**George Enei**

Au nom de la ministre de l'Environnement

[7-1-o]

**MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT****LOI SUR LES ESPÈCES EN PÉRIL**

*Description de l'habitat essentiel du Pipit de Sprague et du renard véloce dans la réserve nationale de faune des Prairies (partie numéro 11)*

Le Pipit de Sprague (*Anthus spragueii*) est un oiseau chanteur inscrit à l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en*

is a migratory bird protected under the *Migratory Birds Convention Act, 1994*. In Canada, the Sprague's Pipit breeds in southwest Manitoba, southern Saskatchewan and southern Alberta.

The Swift Fox (*Vulpes velox*) is also listed as threatened on Schedule 1 of the *Species at Risk Act*. In Canada, Swift Fox occur in the southernmost portion of Saskatchewan and Alberta, near the border of the two provinces.

The [Action Plan for Multiple Species at Risk in Southwestern Saskatchewan: South of the Divide](#) identifies the critical habitat for both the Sprague's Pipit and the Swift Fox in a number of areas, including within a federally protected area.

Notice is hereby given that, pursuant to subsection 58(2) of the *Species at Risk Act*, subsection 58(1) of that Act applies, 90 days after publication of this notice, to the critical habitat of the Spague's Pipit and Swift Fox — identified in the Action Plan for these species that is included on the Species at Risk Public Registry — and found within Prairie National Wildlife Area (unit number 11), described in Schedule 1 of the *Wildlife Area Regulations* made pursuant to the *Canada Wildlife Act*.

Interested parties are invited to contact Environment and Climate Change Canada by email at [ec.protectionep-sarprotection.ec@canada.ca](mailto:ec.protectionep-sarprotection.ec@canada.ca) to request clarification regarding the location, biophysical attributes and protection of the critical habitat for these species. However, some details may be withheld to protect these species and their critical habitat.

February 17, 2018

**Mary Jane Roberts**

Director  
Species at Risk Act Management and Regulatory Affairs  
Canadian Wildlife Service

*péril* à titre d'espèce menacée, et un oiseau migrateur protégé en vertu de la *Loi de 1994 sur la convention concernant les oiseaux migrateurs*. Au Canada, le Pipit de Sprague se reproduit dans le sud-ouest du Manitoba, le sud de la Saskatchewan et le sud de l'Alberta.

Le renard véloce (*Vulpes velox*) est aussi inscrit à l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en péril* à titre d'espèce menacée. Au Canada, le renard véloce est présent dans la partie la plus méridionale des Prairies près de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.

Le [Plan d'action visant plusieurs espèces en péril dans le sud-ouest de la Saskatchewan — South of the Divide](#) désigne l'habitat essentiel du Pipit de Sprague et du renard véloce dans plusieurs lieux, notamment une aire protégée fédérale.

Avis est donné par la présente que, conformément au paragraphe 58(2) de la *Loi sur les espèces en péril*, le paragraphe 58(1) de cette loi s'appliquera, 90 jours après la publication du présent avis, à l'habitat essentiel du Pipit de Sprague et du renard véloce, désigné dans le plan d'action visant plusieurs espèces — lequel document est affiché dans le Registre public des espèces en péril — et situé dans la réserve nationale de faune des Prairies (partie numéro 11), telle qu'elle est décrite à l'annexe 1 du *Règlement sur les réserves d'espèces sauvages* en vertu de la *Loi sur les espèces sauvages du Canada*.

Les parties intéressées qui désirent obtenir de plus amples renseignements sur l'emplacement, les caractéristiques biophysiques et la protection de l'habitat essentiel de ces espèces sont invitées à communiquer avec Environnement et Changement climatique Canada à l'adresse courriel suivante : [ec.protectionep-sarprotection.ec@canada.ca](mailto:ec.protectionep-sarprotection.ec@canada.ca). Cependant, certaines demandes d'information pourraient être refusées afin de protéger ces espèces et leur habitat essentiel.

Le 17 février 2018

La directrice  
Gestion de la Loi sur les espèces en péril et Affaires  
réglementaires  
Service canadien de la faune

**Mary Jane Roberts**

**DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT****PARKS CANADA AGENCY****SPECIES AT RISK ACT**

*Description of Chestnut-collared Longspur critical habitat in the Prairie National Wildlife Area (unit number 11) and Grasslands National Park of Canada*

The Chestnut-collared Longspur (*Calcarius ornatus*) is a songbird listed as threatened on Schedule 1 of the *Species at Risk Act* and is a migratory bird protected under the *Migratory Birds Convention Act, 1994*. In Canada, the Chestnut-collared Longspur breeds in grazed mixed-grass prairie in southeastern Alberta, southern Saskatchewan and southwestern Manitoba.

The *Amended Recovery Strategy for the Chestnut-collared Longspur (Calcarius ornatus) in Canada* identifies the critical habitat for the species in a number of areas, including within federally protected areas.

Notice is hereby given that, pursuant to subsection 58(2) of the *Species at Risk Act*, subsection 58(1) of that Act applies, 90 days after this publication, to the critical habitat of the Chestnut-collared Longspur — identified in the recovery strategy for that species that is included on the Species at Risk Public Registry — and found within the following federally protected areas: Prairie National Wildlife Area (unit number 11), described in Schedule 1 of the *Wildlife Area Regulations* made pursuant to the *Canada Wildlife Act*, and Grasslands National Park of Canada, whose boundaries are described in Schedule 1 of the *Canada National Parks Act*.

Interested parties are invited to contact Environment and Climate Change Canada by email at [ec.protectionep-sarprotection.ec@canada.ca](mailto:ec.protectionep-sarprotection.ec@canada.ca) to request clarification regarding the location, biophysical attributes and protection of this species' critical habitat. However, some details may be withheld to protect the species and its critical habitat.

February 17, 2018

**Mary Jane Roberts**

Director  
Species at Risk Management and Regulatory Affairs  
Canadian Wildlife Service  
Environment and Climate Change Canada

**MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT****AGENCE PARCS CANADA****LOI SUR LES ESPÈCES EN PÉRIL**

*Description de l'habitat essentiel du Bruant à ventre noir dans la réserve nationale de faune des Prairies (partie numéro 11) et le parc national des Prairies du Canada*

Le Bruant à ventre noir (*Calcarius ornatus*) est un oiseau chanteur inscrit à l'annexe 1 de la *Loi sur les espèces en péril* à titre d'espèce menacée, et un oiseau migrateur protégé en vertu de la *Loi de 1994 sur la convention concernant les oiseaux migrateurs*. Au Canada, le Bruant à ventre noir se reproduit dans les régions des prairies à graminées courtes et mixtes dans le sud-est de l'Alberta, le sud de la Saskatchewan et le sud-ouest du Manitoba.

Le *Programme de rétablissement modifié du Bruant à ventre noir (Calcarius ornatus) au Canada* désigne l'habitat essentiel de cette espèce dans plusieurs lieux, notamment des aires protégées fédérales.

Avis est donné par la présente que, conformément au paragraphe 58(2) de la *Loi sur les espèces en péril*, le paragraphe 58(1) de cette loi s'appliquera, 90 jours après la publication du présent avis, à l'habitat essentiel du Bruant à ventre noir, désigné dans le programme de rétablissement visant cette espèce — lequel document est affiché dans le Registre public des espèces en péril — et situé dans les aires protégées fédérales suivantes : la réserve nationale de faune des Prairies (partie numéro 11), telle qu'elle est décrite à l'annexe 1 du *Règlement sur les réserves d'espèces sauvages* pris en vertu de la *Loi sur les espèces sauvages du Canada*, et le parc national des Prairies du Canada, dont les limites sont décrites à l'annexe 1 de la *Loi sur les parcs nationaux du Canada*.

Les parties intéressées qui désirent obtenir de plus amples renseignements sur l'emplacement, les caractéristiques biophysiques et la protection de l'habitat essentiel de cette espèce sont invitées à communiquer avec Environnement et Changement climatique Canada à l'adresse courriel suivante : [ec.protectionep-sarprotection.ec@canada.ca](mailto:ec.protectionep-sarprotection.ec@canada.ca). Cependant, certaines demandes d'information pourraient être refusées afin de protéger l'espèce et son habitat essentiel.

Le 17 février 2018

La directrice

Gestion de la Loi sur les espèces en péril et Affaires réglementaires  
Service canadien de la faune  
Environnement et Changement climatique Canada

**Mary Jane Roberts**

**Adriana Bacheschi**

Acting Field Unit Superintendent  
Saskatchewan South Field Unit  
Parks Canada Agency

[7-1-o]

La directrice intérimaire de l'unité de gestion  
Unité de gestion sud de la Saskatchewan  
Agence Parcs Canada  
**Adriana Bacheschi**

[7-1-o]

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

*Notice No. SLPB-001-18* — Spectrum Licence Renewal Process for Advanced Wireless Services (AWS-1) and Other Spectrum in the 2 GHz Range

The intent of this notice is to announce the release of the document entitled *Spectrum Licence Renewal Process for Advanced Wireless Services (AWS-1) and Other Spectrum in the 2 GHz Range*, which sets out Innovation, Science and Economic Development Canada's (ISED) decisions with respect to the licence renewal process for the following spectrum bands:

- (a) advanced wireless services 1710-1755 MHz/2110-2155 MHz (AWS-1);
- (b) personal communications services (PCS) extension bands 1910-1915 MHz/1990-1995 MHz (G Block); and
- (c) 1670-1675 MHz (I Block).

In particular, the document announces the decisions related to eligibility for renewal, licence terms, new deployment requirements, and other conditions of licence for the new licences.

This document is the result of the consultation process initiated through Notice No. SLPB-002-17, [Consultation on a Licence Renewal Process for Advanced Wireless Services and Other Spectrum](#).

Questions regarding this licence renewal process may be sent to the [Senior Director, Spectrum Licensing and Auction Operations](#).

**Obtaining copies**

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

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

*Avis n° SLPB-001-18* — Processus de renouvellement de licences de spectre relatives aux services sans fil évolués (SSFE-1) et autre spectre dans la bande de 2 GHz

Le présent avis a pour objet d'annoncer la publication du document intitulé *Processus de renouvellement de licences de spectre relatives aux services sans fil évolués (SSFE-1) et autre spectre dans la bande de 2 GHz*, dans lequel sont présentées les décisions prises par Innovation, Sciences et Développement économique Canada (ISDE) concernant le processus de renouvellement de licences dans les bandes de fréquences suivantes :

- a) Services sans fil évolués : bandes de 1 710 à 1 755 MHz et de 2 110 à 2 155 MHz (SSFE-1);
- b) Services de communications personnelles (SCP) : bandes étendues de 1 910 à 1 915 MHz et de 1 990 à 1 995 MHz (bloc G);
- c) Bande de 1 670 à 1 675 MHz (bloc I).

En particulier, le document présente les décisions portant sur l'admissibilité au renouvellement, la période de validité des licences, les exigences en matière de déploiement, les autres conditions de licence pour les nouvelles licences.

Ce document résulte du processus de consultation amorcé dans l'avis n° SLPB-002-17, [Consultation sur le processus de renouvellement des licences relatives aux services sans fil évolués et autres bandes de fréquences](#).

Les questions touchant le présent processus de renouvellement des licences peuvent être adressées à la [directrice principale, Politique des licences du spectre et Opérations des enchères](#).

**Obtention de copies**

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

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

February 8, 2018

**Adam Scott**

Director General  
Spectrum Licensing Policy Branch

[7-1-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. The Government of Canada will use an appointment process that is transparent and merit-based, strives for gender parity, and ensures that Indigenous peoples and minority groups are properly represented in positions of leadership. We 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](#).

Position	Organization	Closing date
President and Chief Executive Officer	Atomic Energy of Canada Limited	
Directors	Bank of Canada	February 20, 2018
Chairperson	Canada Lands Company Limited	
President and Chief Executive Officer	Canada Post Corporation	

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

Le 8 février 2018

Le directeur général

Direction générale de la politique des licences du spectre

**Adam Scott**

[7-1-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. 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 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](#).

Poste	Organisation	Date de clôture
Président(e) et premier(ère) dirigeant(e)	Énergie atomique du Canada limitée	
Administrateurs(trices)	Banque du Canada	20 février 2018
Président(e) du conseil	Société immobilière du Canada Limitée	
Président(e) et premier(ère) dirigeant(e) de la société	Société canadienne des postes	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Chief Executive Officer	Canadian Air Transport Security Authority		Chef de la direction	Administration canadienne de la sûreté du transport aérien	
President	Canadian Broadcasting Corporation		Président(e) – Directeur(trice) général(e)	Société Radio-Canada	
Chief Executive Officer	Canadian Dairy Commission		Chef de la direction [premier(ère) dirigeant(e)]	Commission canadienne du lait	
President	Canadian Nuclear Safety Commission	February 26, 2018	Président(e)	Commission canadienne de sûreté nucléaire	26 février 2018
Members (appointment to roster)	International Trade and International Investment Dispute Settlement Bodies		Membres (nomination à une liste)	Organes de règlement des différends en matière de commerce international et d'investissement international	
Parliamentary Librarian	Library of Parliament		Bibliothécaire parlementaire	Bibliothèque du Parlement	
Chief Electoral Officer	Office of the Chief Electoral Officer		Directeur(trice) général(e) des élections	Bureau du directeur général des élections	
Information Commissioner	Office of the Information Commissioner		Commissaire à l'information	Commissariat à l'information	
Directors	Public Sector Pension Investment Board	February 22, 2018	Administrateurs(trices)	Office d'investissement des régimes de pensions du secteur public	22 février 2018
Commissioner	Royal Canadian Mounted Police		Commissaire	Gendarmerie royale du Canada	
Chairperson	Social Security Tribunal		Président(e)	Tribunal de la sécurité sociale	
Executive Director	Telefilm Canada		Directeur(trice) général(e)	Téléfilm Canada	
Chief Executive Officer	Windsor-Detroit Bridge Authority		Premier(ère) dirigeant(e)	Autorité du Pont Windsor-Détroit	
Directors	Windsor-Detroit Bridge Authority	February 19, 2018	Administrateurs(trices)	Autorité du Pont Windsor-Détroit	19 février 2018

### Ongoing opportunities

Opportunities posted on an ongoing basis.

Position	Organization	Closing date
Full-time and Part-time Members	Immigration and Refugee Board	June 29, 2018

### Possibilités d'emploi permanentes

Possibilités affichées de manière continue.

Poste	Organisation	Date de clôture
Commissaires à temps plein et à temps partiel	Commission de l'immigration et du statut de réfugié	29 juin 2018

**Upcoming opportunities**

New opportunities that will be posted in the coming weeks.

<b>Position</b>	<b>Organization</b>
Chairperson	Civilian Review and Complaints Commission for the Royal Canadian Mounted Police
Sergeant-at-Arms	House of Commons
Commissioner	International Joint Commission

[7-1-o]

**Possibilités d'emploi à venir**

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

<b>Poste</b>	<b>Organisation</b>
Président(e)	Commission civile d'examen et de traitement des plaintes relatives à la Gendarmerie royale du Canada
Sergent(e) d'armes	Chambre des communes
Commissaire	Commission mixte internationale

[7-1-o]

**BANK OF CANADA**

## Statement of financial position as at December 31, 2017

(Millions of dollars)

Unaudited

ASSETS		LIABILITIES AND EQUITY	
Cash and foreign deposits .....	14.6	Bank notes in circulation.....	85,855.9
Loans and receivables		Deposits	
Securities purchased under resale agreements.....	9,478.5	Government of Canada.....	21,454.2
Advances.....	—	Members of Payments Canada .....	500.3
Other receivables .....	4.5	Other deposits .....	<u>2,274.3</u>
	9,483.0		24,228.8
Investments		Securities sold under repurchase agreements .....	—
Treasury bills of Canada .....	18,370.4	Other liabilities.....	<u>520.0</u>
Government of Canada bonds.....	82,087.0		
Other investments.....	<u>403.6</u>		
	100,861.0		<u>110,604.7</u>
Property and equipment .....	569.0	Equity	
Intangible assets.....	40.1	Share capital .....	5.0
Other assets .....	<u>132.6</u>	Statutory and special reserves.....	125.0
		Available-for-sale reserve .....	<u>365.6</u>
			<u>495.6</u>
	<u>111,100.3</u>		<u>111,100.3</u>

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

Ottawa, February 1, 2018

**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, February 1, 2018

**Carolyn A. Wilkins**

Senior Deputy Governor

**BANQUE DU CANADA**

## État de la situation financière au 31 décembre 2017

(En millions de dollars)

Non audité

ACTIF		PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	
Encaisse et dépôts en devises .....	14,6	Billets de banque en circulation .....	85 855,9
Prêts et créances		Dépôts	
Titres achetés dans le cadre de conventions de revente .....	9 478,5	Gouvernement du Canada .....	21 454,2
Avances .....	—	Membres de Paiements Canada ....	500,3
Autres créances .....	<u>4,5</u>	Autres dépôts .....	<u>2 274,3</u>
	9 483,0		24 228,8
Placements		Titres vendus dans le cadre de conventions de rachat .....	—
Bons du Trésor du Canada .....	18 370,4	Autres éléments de passif .....	<u>520,0</u>
Obligations du gouvernement du Canada .....	82 087,0		110 604,7
Autres placements .....	<u>403,6</u>		
	100 861,0	Capitaux propres	
Immobilisations corporelles .....	569,0	Capital-actions .....	5,0
Actifs incorporels .....	40,1	Réserve légale et réserve spéciale...	125,0
Autres éléments d'actif .....	<u>132,6</u>	Réserve d'actifs disponibles à la vente .....	<u>365,6</u>
			<u>495,6</u>
	<u>111 100,3</u>		<u>111 100,3</u>

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

Ottawa, le 1<sup>er</sup> février 2018

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 1<sup>er</sup> février 2018

La première sous-gouverneure  
**Carolyn A. Wilkins**

---

## **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.

**Charles Robert**

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 de la Chambre des communes

**Charles Robert**

---

**COMMISSIONS****CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL**

## DETERMINATION

*Professional, administrative and management support services*

Notice is hereby given that, after completing its inquiry, the Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) made a determination (File No. PR-2017-034) on February 8, 2018, with respect to a complaint filed by Eight Bells Consulting Services Inc. (EBCSI), of Ottawa, Ontario, pursuant to subsection 30.11(1) of the *Canadian International Trade Tribunal Act*, R.S.C., 1985, c. 47 (4th Supp.), concerning a procurement (Solicitation No. EP737-181537/A) by the Department of Public Works and Government Services (PWGSC). The solicitation was for fairness monitoring services.

EBCSI alleged that PWGSC denied it the opportunity to determine its interest in participating in the procurement by refusing to provide a copy of the solicitation documents.

Having examined the evidence presented by the parties and considered the provisions of the *Agreement on Internal Trade*, the *Canadian Free Trade Agreement* and the *North American Free Trade Agreement*, the Tribunal determined that the complaint was not valid.

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](mailto:citt-tcce@tribunal.gc.ca) (email).

Ottawa, February 9, 2018

[7-1-o]

**CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL**

## INQUIRY

*Communications, detection and fibre optics*

The Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) has received a complaint (File No. PR-2017-049) from JSK Naval Support Inc. (JSK), of Pointe-Claire, Quebec, concerning a procurement (Solicitation No. W8483-167216/A) by the Department of Public Works and Government Services (PWGSC) on behalf of the Department of National Defence. The solicitation is for the provision of Victoria Class Submarines echo sounder equipment. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2) of the *Canadian*

**COMMISSIONS****TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR**

## DÉCISION

*Services de soutien professionnel et administratif et services de soutien à la gestion*

Avis est donné par la présente que le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal), à la suite de son enquête, a rendu une décision (dossier n° PR-2017-034) le 8 février 2018 concernant une plainte déposée par Eight Bells Consulting Services Inc. (EBCSI), d'Ottawa (Ontario), aux termes du paragraphe 30.11(1) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur*, L.R.C. (1985), ch. 47 (4<sup>e</sup> suppl.), au sujet d'un marché (invitation n° EP737-181537/A) passé par le ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux (TPSGC). L'invitation portait sur la prestation de services de surveillance de l'équité.

EBCSI alléguait que TPSGC lui a dénié la possibilité de déterminer quel était son intérêt à participer à l'appel d'offres en refusant de lui fournir une copie des documents y afférents.

Après avoir examiné les éléments de preuve présentés par les parties et tenu compte des dispositions de l'*Accord sur le commerce intérieur*, de l'*Accord de libre-échange canadien* et de l'*Accord de libre-échange nord-américain*, le Tribunal a jugé que la plainte n'était pas fondée.

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

Ottawa, le 9 février 2018

[7-1-o]

**TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR**

## ENQUÊTE

*Communication, détection et fibres optiques*

Le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal) a reçu une plainte (dossier n° PR-2017-049) déposée par JSK Naval Support Inc. (JSK), de Pointe-Claire (Québec), concernant un marché (invitation n° W8483-167216/A) passé par le ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux (TPSGC) au nom du ministère de la Défense nationale. L'invitation porte sur la fourniture d'équipement pour échosondeurs installés sur des sous-marins de la classe Victoria. Conformément au paragraphe 30.13(2) de la *Loi sur le Tribunal canadien du*

*International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is hereby given that the Tribunal made a decision on February 7, 2018, to conduct an inquiry into the complaint.

JSK alleges that PWGSC improperly awarded the contract to a bidder whose bid was non-compliant with the mandatory technical criteria of the Request for Proposal.

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](mailto:citt-tcce@tribunal.gc.ca) (email).

Ottawa, February 9, 2018

[7-1-o]

## CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

### INQUIRY

#### *Graphic and web design services*

The Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) has received a complaint (File No. PR-2017-050) from Vintage Designing Co. (Vintage), of Ottawa, Ontario, concerning a procurement (Solicitation No. CMH-2532) by the Canadian Museum of History (CMH). The solicitation is for graphic and web design services. Pursuant to subsection 30.13(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Act* and subsection 7(2) of the *Canadian International Trade Tribunal Procurement Inquiry Regulations*, notice is hereby given that the Tribunal made a decision on February 8, 2018, to conduct an inquiry into the complaint.

Vintage alleges that the CMH improperly evaluated its proposal by applying undisclosed criteria.

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](mailto:citt-tcce@tribunal.gc.ca) (email).

Ottawa, February 9, 2018

[7-1-o]

*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 7 février 2018, d'enquêter sur la plainte.

JSK allègue que TPSGC a incorrectement adjugé le contrat à un soumissionnaire dont la proposition ne satisfaisait pas aux critères techniques obligatoires de la demande de propositions.

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

Ottawa, le 9 février 2018

[7-1-o]

## TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

### ENQUÊTE

#### *Services de graphisme et de conception Web*

Le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal) a reçu une plainte (dossier n° PR-2017-050) déposée par Vintage Designing Co. (Vintage), d'Ottawa (Ontario), concernant un marché (invitation n° CMH-2532) passé par le Musée canadien de l'histoire (MCH). L'invitation porte sur la fourniture de services de graphisme et de conception Web. 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 8 février 2018, d'enquêter sur la plainte.

Vintage allègue que le MCH a incorrectement évalué sa proposition en appliquant des critères non divulgués.

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

Ottawa, le 9 février 2018

[7-1-o]

**CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL****ORDER***Stainless steel sinks*

Notice is hereby given that, on February 8, 2018, pursuant to paragraph 76.03(12)(b) of the *Special Import Measures Act*, the Canadian International Trade Tribunal continued its finding (Expiry Review No. RR-2017-001) made on May 24, 2012, in Inquiry No. NQ-2011-002, in respect of stainless steel sinks originating in or exported from the People's Republic of China.

Ottawa, February 9, 2018

[7-1-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](#), 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."

**TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR****ORDONNANCE***Éviers en acier inoxydable*

Avis est donné par la présente que, le 8 février 2018, aux termes de l'alinéa 76.03(12)b) de la *Loi sur les mesures spéciales d'importation*, le Tribunal canadien du commerce extérieur a prorogé ses conclusions (réexamen relatif à l'expiration n° RR-2017-001) rendues le 24 mai 2012, dans le cadre de l'enquête n° NQ-2011-002, concernant des éviers en acier inoxydable originaires ou exportés de la République populaire de Chine.

Ottawa, le 9 février 2018

[7-1-o]

**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<sup>er</sup> 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, certaines demandes de radiodiffusion seront affichées directement sur le [site Web du Conseil](#) 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 ».

**CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION****CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES****PART 1 APPLICATIONS****DEMANDES DE LA PARTIE 1**

The following applications for renewal or amendment, or complaints were posted on the Commission's website between February 2 and February 8, 2018.

Les demandes de renouvellement ou de modification ou les plaintes suivantes ont été affichées sur le site Web du Conseil entre le 2 février et le 8 février 2018.

<b>Application filed by / Demande présentée par</b>	<b>Application number / Numéro de la demande</b>	<b>Undertaking / Entreprise</b>	<b>City / Ville</b>	<b>Province</b>	<b>Deadline for submission of interventions, comments or replies / Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses</b>
Sher-E-Punjab Radio Broadcasting Inc.	2017-1177-1	Ethnic commercial AM radio station / Station de radio AM commerciale à caractère ethnique	Vancouver	British Columbia / Colombie-Britannique	March 5, 2018 / 5 mars 2018
Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	2018-0053-2	CBAF-FM-14	Sydney	Nova Scotia / Nouvelle-Écosse	March 5, 2018 / 5 mars 2018
Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	2018-0054-0	CBIS-FM	Sydney	Nova Scotia / Nouvelle-Écosse	March 5, 2018 / 5 mars 2018
Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	2018-0056-6	CBI-FM	Sydney	Nova Scotia / Nouvelle-Écosse	March 5, 2018 / 5 mars 2018

**ADMINISTRATIVE DECISIONS****DÉCISIONS ADMINISTRATIVES**

<b>Applicant's name / Nom du demandeur</b>	<b>Undertaking / Entreprise</b>	<b>City / Ville</b>	<b>Province</b>	<b>Date of decision / Date de la décision</b>
RNC MEDIA Inc. / RNC MÉDIA inc.	CKRN-DT	Rouyn-Noranda	Quebec / Québec	October 30, 2017 / 30 octobre 2017
Saskatchewan Telecommunications	maxTV Video on Demand	Regina	Saskatchewan	January 9, 2018 / 9 janvier 2018
World Fishing Network ULC		Across Canada / L'ensemble du Canada		June 16, 2016 / 16 juin 2016
Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CBWX-FM	Fisher Branch	Manitoba	December 21, 2017 / 21 décembre 2017
Newcap Inc.	CKXX-FM	Corner Brook	Newfoundland and Labrador / Terre-Neuve-et-Labrador	January 9, 2018 / 9 janvier 2018

**DECISIONS****DÉCISIONS**

<b>Decision number / Numéro de la décision</b>	<b>Publication date / Date de publication</b>	<b>Applicant's name / Nom du demandeur</b>	<b>Undertaking / Entreprise</b>	<b>City / Ville</b>	<b>Province</b>
2018-45	February 5, 2018 / 5 février 2018	Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CBQT-FM	Thunder Bay	Ontario
2018-46	February 5, 2018 / 5 février 2018	Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CBY	Corner Brook	Newfoundland and Labrador / Terre-Neuve-et-Labrador

Decision number / Numéro de la décision	Publication date / Date de publication	Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking/ Entreprise	City / Ville	Province
2018-48	February 6, 2018 / 6 février 2018	Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CBTK-FM	Kelowna	British Columbia / Colombie-Britannique
2018-52	February 7, 2018 / 7 février 2018	Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CBU	Vancouver	British Columbia / Colombie-Britannique
2018-53	February 7, 2018 / 7 février 2018	Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CBSI FM	Sept-Îles	Quebec / Québec
2018-54	February 8, 2018 / 8 février 2018	VMedia Inc.	English Club TV	Across Canada / L'ensemble du Canada	
2018-55	February 8, 2018 / 8 février 2018	Canadian Broadcasting Corporation / Société Radio-Canada	CBLG-FM	Geraldton	Ontario

[7-1-o]

[7-1-o]

## NATIONAL ENERGY BOARD

### APPLICATION TO EXPORT ELECTRICITY TO THE UNITED STATES

#### *Algonquin Tinker Gen Co.*

By an application dated February 8, 2018, Algonquin Tinker Gen Co. (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 200 000 MWh of combined firm and interruptible energy annually for a period of 10 years. The Applicant, or its affiliates, has an interest in generation or transmission facilities in New Brunswick, Quebec, Ontario, Alberta, Saskatchewan and Manitoba, as more particularly outlined in the application. However, this application only relates to the export of electricity from Algonquin Tinker Gen Co.’s Tinker power plant in New Brunswick.

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 354 David Road, Oakville, Ontario L6J 2X1, Attention: Ali Al Shaabi, 905-465-6848 (telephone), [Ali.ALShaabi@algonquinpower.com](mailto:Ali.ALShaabi@algonquinpower.com) (email), and provide a copy of the application to any person who requests one. A copy of the application is

## OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

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

#### *Algonquin Tinker Gen Co.*

Algonquin Tinker Gen Co. (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 8 février 2018 en vue d'obtenir l'autorisation d'exporter jusqu'à un total combiné de 200 000 MWh par année d'énergie garantie et interruptible pendant une période de 10 ans. Le demandeur, directement ou par l'entremise de ses sociétés affiliées, détient une participation dans des installations de production ou de transport au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Ontario, en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba, telles qu'elles sont précisées dans la demande. Néanmoins, la demande concerne uniquement l'exportation d'électricité provenant de la centrale d'Algonquin Tinker Gen Co. située à Tinker, au Nouveau-Brunswick.

L'Office souhaite obtenir les commentaires des parties intéressées sur cette demande avant de délivrer un permis ou de recommander à la gouverneure en conseil 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 au 354, chemin David, Oakville (Ontario) L6J 2X1, à l'attention de Ali Al Shaabi, 905-465-6848 (téléphone), [Ali.ALShaabi@algonquinpower.com](mailto:Ali.ALShaabi@algonquinpower.com) (courriel), et en fournir une copie à quiconque en fait la demande. Il est

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](http://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 March 19, 2018.

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 April 3, 2018.

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

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<sup>e</sup> 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](http://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 19 mars 2018.

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 3 avril 2018.

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****BARRY SCOTT TUPLIN****PLANS DEPOSITED**

Barry Scott Tuplin 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, Barry Scott Tuplin has deposited with the Minister of Transport and in the office of the District Registrar of the Land Registry District of Prince County, at 120 Harbour Drive, Summerside, Prince Edward Island, a description of the site and plans for the conversion of bottom lease BOT-6587-L to off-bottom lease OB-6587-L in the Portage River, at Cascumpec Bay, at Foxley River, Prince County, at the end of Tuplin Road, off Route 12.

Comments regarding the effect of this work on marine navigation may be directed to the Regional Manager, Navigation Protection Program, Transport Canada, 95 Foundry Street, P.O. Box 42, Moncton, New Brunswick E1C 8K6. 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.

Charlottetown, January 31, 2018

**Barry Scott Tuplin**

[7-1-o]

**AVIS DIVERS****BARRY SCOTT TUPLIN****DÉPÔT DE PLANS**

Barry Scott Tuplin 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. Barry Scott Tuplin 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 du comté de Prince, situé au 120, promenade Harbour, Summerside (Île-du-Prince-Édouard), une description de l'emplacement et les plans de la conversion du bail de culture sur le fond BOT-6587-L en bail de culture en suspension OB-6587-L dans la rivière Portage, dans la baie Cascumpec, à Foxley River, comté de Prince, au bout du chemin Tuplin, qui donne sur la route 12.

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, 95, rue Foundry, Case postale 42, Moncton (Nouveau-Brunswick) E1C 8K6. 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.

Charlottetown, le 31 janvier 2018

**Barry Scott Tuplin**

[7-1]

**PROPOSED REGULATIONS**

## Table of contents

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

Prohibition of Asbestos and Asbestos Products Regulations ( <i>Erratum</i> ) .....	523
Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999.....	524
Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations .....	538
Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity.....	603

**Environment, Dept. of the**

Regulations Amending the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999) .....	659
--	-----

**RÈGLEMENTS PROJETÉS**

## Table des matières

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

Règlement interdisant l'amiante et les produits contenant de l'amiante ( <i>Erratum</i> ) .....	523
Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999).....	524
Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon.....	538
Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel.....	603

**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) .....	659
--	-----

(Erratum)

## **Prohibition of Asbestos and Asbestos Products Regulations**

### **Statutory authority**

*Canadian Environmental Protection Act, 1999*

### **Sponsoring departments**

Department of the Environment  
Department of Health

Notice is hereby given that in the above-mentioned Regulations published on page 43 of the *Canada Gazette*, Part I, Vol. 152, No. 1, dated Saturday, January 6, 2018, the heading on page 79 of the “Consultation” section of the Regulatory Impact Analysis Statement that was written as follows:

#### *Labour and non-governmental organizations*

Should have been written as follows:

#### *Labour and non-governmental organizations, and institutes*

In addition, the first sentence in the sixth paragraph under the same heading, on page 80, that was written as follows:

A health and safety research institute from Quebec advocated for the elimination of the exclusions for asbestos mining residues, mining activities, naturally occurring traces of asbestos, and pest control products.

Should have been written as follows:

A public health institute from Quebec advocated for the elimination of the exclusions for asbestos mining residues, mining activities, naturally occurring traces of asbestos, and pest control products.

[7-1-o]

(Erratum)

## **Règlement interdisant l’amiante et les produits contenant de l’amiante**

### **Fondement législatif**

*Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)*

### **Ministères responsables**

Ministère de l’Environnement  
Ministère de la Santé

Avis est par les présentes donné que dans le règlement susmentionné, publié à la page 43 de la Partie I de la *Gazette du Canada*, vol. 152, n° 1, en date du samedi 6 janvier 2018, l’en-tête qui figure à la page 79 dans la section « Consultation » du Résumé de l’étude d’impact de la réglementation qui était rédigé ainsi :

#### *Organisations syndicales et non gouvernementales*

Aurait dû être rédigé ainsi :

#### *Organisations syndicales et non gouvernementales, et les instituts*

De plus, la première phrase du sixième paragraphe sous ce même en-tête, à la page 80, qui était rédigée ainsi :

Un institut de recherche en santé et en sécurité de Québec recommandait d’abolir les exemptions s’appliquant aux résidus miniers d’amiante, aux activités minières, aux traces d’amiante d’origine naturelle et aux produits antiparasitaires.

Aurait dû être rédigée ainsi :

Un institut de santé publique du Québec recommandait d’abolir les exemptions s’appliquant aux résidus miniers d’amiante, aux activités minières, aux traces d’amiante d’origine naturelle et aux produits antiparasitaires.

[7-1-o]

## Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999

### 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 Order.)*

### Issues

In 2017, the Government of Canada (the Government) completed a screening assessment on selenium and its compounds to determine whether the substances may pose a risk to the environment or human health.<sup>1</sup> The screening assessment determined that as a result of human activities, selenium and its compounds are being released into the environment in a quantity or concentration that is harmful to human health and the environment. It was concluded that selenium and its compounds meet the criteria for a toxic substance as set out in section 64 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA). As a result, the Government is proposing to add selenium and its compounds to the List of Toxic Substances in Schedule 1 of CEPA.

### Background

The Chemicals Management Plan (CMP)<sup>2</sup> is a federal program, launched in 2006, under which chemical substances that may be harmful to the environment or human health are assessed and managed. Between 2006 and 2016, more than 60% of the 4 300 substances identified as priorities under the CMP were assessed. Based on the results of these assessments, risk management actions have been

<sup>1</sup> For more information on the selenium and its compounds screening assessment, please visit <http://www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca/group/selenium-eng.php>.

<sup>2</sup> For more information on the CMP, please visit the Canada.ca (Chemical Substances) website at <http://www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca/plan/index-eng.php>.

## Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

### 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 Décret.)*

### Enjeux

En 2017, le gouvernement du Canada (ci-après le gouvernement) a réalisé une évaluation préalable du sélénium et de ses composés pour déterminer si ces substances peuvent poser un risque pour l'environnement ou la santé humaine<sup>1</sup>. L'évaluation préalable a révélé que, par suite d'activités anthropiques, le sélénium et ses composés sont rejetés dans l'environnement en une quantité ou concentration qui a un effet nocif sur la santé humaine et l'environnement. Il a été conclu que le sélénium et ses composés satisfont aux critères définissant une substance toxique énoncés à l'article 64 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE]. Par conséquent, le gouvernement propose d'ajouter le sélénium et ses composés à la Liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la LCPE.

### Contexte

Le Plan de gestion des produits chimiques (PGPC)<sup>2</sup> est un programme fédéral lancé en 2006 et dans le cadre duquel on évalue et on gère les substances chimiques qui peuvent être nuisibles à l'environnement ou à la santé humaine. Entre 2006 et 2016, plus de 60 % des 4 300 substances jugées prioritaires par le PGPC ont été évaluées. En fonction des résultats des évaluations de ces substances, on a

<sup>1</sup> Pour de plus amples renseignements sur l'évaluation préalable du sélénium et de ses composés, veuillez consulter : <https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques/initiative-groupes-substances/selenium.html>.

<sup>2</sup> Pour de plus amples renseignements sur le PGPC, veuillez consulter le site Web Canada.ca (Substances chimiques) à l'adresse suivante : <https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques/plan-gestion-produits-chimiques.html>.

initiated where necessary to mitigate environmental and human health risks associated with exposures of concern to these substances. One of the priorities under the CMP is selenium and its compounds.

#### *Substances description, uses and sources of release*

Selenium is a naturally occurring element in the earth's crust and can be released to the environment from volcanic activity, wildfire, weathering of selenium-rich soils and rocks, sea-salt spray, and volatilization from plants and waterbodies. The substance can also be released to the environment as a result of human activity. These activities include selenium production; the manufacture, import and use of selenium or selenium-containing substances; and the disposal and waste management of selenium-containing compounds. From these activities, the main sources of concern include mining, the burning of fossil fuels, metal refining operations, agricultural activities, and wastewater treatment. Data from the National Pollutant Release Inventory shows that in recent years (2010 to 2014), on average, about 26 000 kg of selenium were released to water and 16 000 kg of selenium were released to air annually. The reported releases to land and unspecified releases are not significant compared to releases to water and air.

Selenium is an essential nutrient to human health. All Canadians are exposed to selenium through their diet, as it is naturally occurring in certain foods. It is also used in certain food, natural health products, animal feed, soil supplements, drugs, pest control products, lubricants, metallurgical applications, rubber manufacture, electronic and electrical equipment, and surface coatings of toys.<sup>3</sup> Selenium production in Canada fluctuated between 97 000 kg and 191 000 kg a year during 2005–2012.

#### *Canadian and international risk management activities*

The Government of Canada regulates certain industries to mitigate the risk that selenium and its compounds may pose to the environment and/or human health from elevated or insufficient exposure. Selenium is regulated in infant formula, formulated liquid diets, and in meal replacements and nutritional supplements under the Canadian *Food and Drug Regulations* of the *Food and Drugs*

instauré des mesures de gestion des risques, au besoin, afin d'atténuer les risques pour l'environnement et la santé humaine associés aux expositions préoccupantes à ces substances. Une des priorités du PGPC est le sélénium et ses composés.

#### *Description, utilisations et sources de rejets des substances*

Le sélénium est un élément présent naturellement dans la croûte terrestre qui peut être libéré dans l'environnement par l'activité volcanique, les incendies de forêt, la météorisation des sols et des roches riches en sélénium, les embruns marins et la volatilisation à partir des végétaux et des plans d'eau. La substance peut également être rejetée dans l'environnement par suite d'activités anthropiques telles que la production de sélénium; la fabrication, l'importation et l'utilisation de sélénium et de substances contenant du sélénium; l'élimination et la gestion des déchets de composés contenant du sélénium. De ces activités, les principales sources préoccupantes sont l'extraction minière, la combustion de combustibles fossiles, l'affinage de métaux, les travaux agricoles et le traitement des eaux usées. Les données de l'Inventaire national des rejets de polluants révèlent que, ces dernières années (de 2010 à 2014), environ 26 000 kg de sélénium ont été rejetés dans l'eau et que 16 000 kg de sélénium ont été rejetés dans l'atmosphère chaque année, en moyenne. Parmi les rejets déclarés, les rejets dans les sols et les rejets non précisés ne sont pas importants lorsqu'on les compare aux rejets dans l'eau et l'air.

Le sélénium est un élément nutritif essentiel pour la santé humaine. Tous les Canadiens sont exposés au sélénium par leur alimentation, car cet élément est naturellement présent dans certains aliments. Le sélénium est également utilisé dans certains aliments, produits de santé naturels, aliments pour animaux, suppléments pour les sols, médicaments, produits antiparasitaires et lubrifiants, dans certaines applications métallurgiques et dans la fabrication de caoutchouc, d'équipements électroniques et électriques et de revêtements de jouets<sup>3</sup>. La production de sélénium au Canada a varié de 97 000 kg à 191 000 kg par année entre les années 2005 et 2012.

#### *Mesures de gestion des risques au Canada et à l'étranger*

Le gouvernement du Canada réglemente certaines industries pour atténuer le risque que le sélénium et ses composés peuvent poser à l'environnement et/ou à la santé humaine par suite d'une exposition élevée ou insuffisante. Le sélénium est réglementé dans les préparations pour nourrissons, les préparations pour régime liquide, les substituts de repas et les suppléments alimentaires en

<sup>3</sup> For more information, please see the "Canadian and international risk management activities" section of this statement.

<sup>3</sup> Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter la section intitulée « Mesures de gestion des risques au Canada et à l'étranger » du présent résumé.

Act. The use of selenium in natural health products (e.g. multivitamin/mineral supplements for adults) is regulated under the *Natural Health Products Regulations*. In addition, selenium is regulated under the *Pest Control Products Act*, the *Canada Consumer Product Safety Act*,<sup>4</sup> and, with the exception of selenium sulfide,<sup>5</sup> selenium and its compounds are included on the List of Prohibited and Restricted Cosmetic Ingredients. The use of selenium in feeds, soil supplements, and fertilizers is regulated under the *Fertilizers Act* and the *Feeds Regulations, 1983*. Canada also has guidelines recommending a maximum acceptable concentration for selenium in drinking water.

In Canada, the *Metal Mining Effluent Regulations* (MMER), under the *Fisheries Act*, require metal mines to undertake environmental effects monitoring studies with regard to selenium in their effluents. In addition, selenium releases at uranium mines and mills are controlled through the *Uranium Mines and Mills Regulations*, under the *Nuclear Safety and Control Act*, which are managed by the Canadian Nuclear Safety Commission. Base metals smelters and refineries are required to prepare and implement pollution prevention plans that include annual release limits for particulate matter, which contains most metals and metalloids emitted to air, such as selenium. Also, the *Environmental Code of Practice for Base Metals Smelters and Refineries* recommends particulate matter emissions limits to air and, following CCME, water quality objectives limits of selenium to water. The *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* are expected to generate co-benefits in reducing volatile and particulate forms of selenium from coal combustion. Finally, the *Wastewater Systems Effluent Regulations*, under the *Fisheries Act*, include mandatory minimum effluent quality standards of secondary treatment for wastewater effluent, which results in the removal of selenium to varying degrees.

vertu du *Règlement sur les aliments et drogues* du Canada pris en application de la *Loi sur les aliments et drogues*. L'utilisation du sélénium dans les produits de santé naturels (par exemple les suppléments de multivitamines et minéraux pour adultes) est réglementée en vertu du *Règlement sur les produits de santé naturels*. En outre, le sélénium est soumis à la *Loi sur les produits antiparasitaires* et à la *Loi canadienne sur la sécurité des produits de consommation*<sup>4</sup> et, à l'exception du sulfure de sélénium<sup>5</sup>, le sélénium et ses composés figurent sur la Liste critique des ingrédients dont l'utilisation est restreinte ou interdite dans les cosmétiques. L'utilisation du sélénium dans les aliments pour animaux, les suppléments pour les sols et les engrais est régie par la *Loi sur les engrais* et le *Règlement de 1983 sur les aliments du bétail*. Le Canada dispose également de lignes directrices recommandant une concentration maximale acceptable pour le sélénium dans l'eau potable.

Au Canada, le *Règlement sur les effluents des mines de métaux* (REMM), pris en application de la *Loi sur les pêches*, exige des mines de métaux qu'elles mènent des études de surveillance des effets sur l'environnement du sélénium dans leurs effluents. En outre, les rejets de sélénium aux mines et usines de concentration d'uranium sont régis par le *Règlement sur les mines et les usines de concentration d'uranium*, pris en application de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, qui est géré par la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Les installations de fusion et d'affinage des métaux de base doivent préparer et mettre en œuvre des plans de prévention de la pollution qui comprennent des limites de rejets annuelles pour les particules, qui contiennent la plupart des métaux et des metalloïdes émis dans l'air, notamment le sélénium. En outre, le *Code de pratiques écologiques pour les fonderies et affinerie de métaux communs* recommande de respecter les limites d'émissions de particules dans l'air ainsi que, conformément aux objectifs du CCME en matière de qualité de l'eau, les limites pour le sélénium dans l'eau. Le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* devrait produire des avantages connexes grâce à la réduction du sélénium volatil et du sélénium sous forme de particules provenant de la combustion du charbon. Enfin, le *Règlement sur les effluents des systèmes d'assainissement des eaux usées*, en application de la *Loi sur les pêches*, comprend des normes minimales obligatoires sur la qualité des effluents imposant un traitement secondaire, pour les effluents d'eaux usées, qui consiste à éliminer le sélénium à divers degrés.

<sup>4</sup> The *Cribs, Cradles and Bassinets Regulations*, the *Toys Regulations* and the *Expansion Gates and Expandable Enclosures Regulations*, under the *Canada Consumer Product Safety Act*, specify limits of selenium for paints and other surface coatings on these products.

<sup>5</sup> Selenium sulfide (Chemical Abstracts Service Registry No. 7488-56-4).

<sup>4</sup> Le *Règlement sur les lits d'enfant, berceaux et moises*, le *Règlement sur les jouets* et le *Règlement sur les barrières extensibles et les enceintes extensibles*, pris en application de la *Loi canadienne sur la sécurité des produits de consommation*, précisent les limites de sélénium dans les peintures et autres revêtements sur ces produits.

<sup>5</sup> Sulfure de sélénium (numéro d'enregistrement du Chemical Abstracts Service 7488-56-4).

The United States has adopted an upper limit for selenium intake from all sources and minimum and maximum levels are set out for infant formulas. The U.S. Food and Drug Administration also limits the use of selenium in chicken, turkey, swine, beef cattle, and dairy feed. The U.S. Environmental Protection Agency (the U.S. EPA) also published the Aquatic Life Ambient Water Quality Criterion for Selenium — Freshwater 2016.

The European Union (EU) and the World Health Organization recommend a limit for selenium in drinking water.<sup>6</sup> Under the EU *Cosmetics Regulation*, all selenium compounds, with the exception of selenium sulfide, are banned from all cosmetic products. In the United Kingdom, Australia and Singapore, selenium levels are regulated in dietary supplements. A joint guideline for fresh and marine water quality was developed by Australia and New Zealand to protect freshwater species. South Africa developed a chronic effect value<sup>7</sup> for the toxic effect of selenium on aquatic organisms and India set a standard for a maximum selenium concentration in all industrial effluents to surface waters, marine and coastal areas, and public sewers.<sup>8</sup>

### Summary of the screening assessment

The Government conducts screening assessments, which include an ecological and a human health assessment on substances to determine if they may pose a risk to the environment or human health in Canada. The assessment determines if the substances meet one or more of the criteria for a toxic substance, as described in section 64 of CEPA. Specifically, this involves determining whether

Les États-Unis ont adopté une limite supérieure pour l'apport de sélénium provenant de toute source et énoncé les concentrations minimales et maximales dans les préparations pour nourrissons. La Food and Drug Administration des États-Unis limite également l'ajout de sélénium dans les aliments pour poulets, dindons, porcs, bovins de boucherie et bovins laitiers. L'Environmental Protection Agency des États-Unis (l'EPA des États-Unis) a également publié un Aquatic Life Ambient Water Quality Criterion for Selenium — Freshwater 2016 (critère de qualité de l'eau ambiante pour la vie aquatique concernant le sélénium).

L'Union européenne et l'Organisation mondiale de la santé (OMS) recommandent une limite pour le sélénium dans l'eau potable<sup>6</sup>. Aux termes du *Règlement sur les produits cosmétiques* de l'Union européenne, aucun composé du sélénium, à l'exception du sulfure de sélénium, ne peut être utilisé dans les produits cosmétiques. Au Royaume-Uni, en Australie et à Singapour, les concentrations de sélénium dans les suppléments alimentaires sont réglementées. L'Australie et la Nouvelle-Zélande ont élaboré une recommandation mixte pour la qualité de l'eau douce et de l'eau salée pour protéger les espèces d'eau douce. L'Afrique du Sud a établi une valeur d'effet chronique<sup>7</sup> pour l'effet toxique du sélénium sur les organismes aquatiques, alors que l'Inde a fixé une norme sur la concentration maximale de sélénium dans tous les effluents industriels se déversant dans les eaux de surface, les régions marines et côtières et les usines publiques de traitement des eaux usées<sup>8</sup>.

### Résumé de l'évaluation préalable

Le gouvernement réalise des évaluations préalables sur les substances, comprenant une évaluation en matière d'environnement et de santé humaine, afin de déterminer si ces substances peuvent poser un risque pour l'environnement ou la santé humaine au Canada. L'évaluation permet d'établir si ces substances satisfont à un ou à plusieurs des critères définissant une substance toxique, énoncés à

<sup>6</sup> The European Union, including several member states, and a few other countries recommend a drinking water limit for selenium. For more information, please see the risk management approach document at <https://www.canada.ca/content/canadasite/en/environment-climate-change/services/evaluating-existing-substances/rm-approach-selenium.html#toc62>.

<sup>7</sup> Defined as that concentration or level of a constituent at which there is expected to be a significant probability of measurable chronic effects to up to 5% of the species in the aquatic community.

<sup>8</sup> For more information on the Canadian and international risk management activities for selenium and its compounds, please see the risk management approach document at <https://www.canada.ca/content/canadasite/en/environment-climate-change/services/evaluating-existing-substances/rm-approach-selenium.html#toc62> and a summary of additional publications at <http://www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca/group/selenium-eng.php>.

<sup>6</sup> L'Union européenne, dont plusieurs États membres, et quelques autres pays recommandent une limite de sélénium dans l'eau potable. Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter le document sur l'approche de gestion des risques à l'adresse suivante: <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/evaluation-substances-existantes/approche-gr-selenium.html#toc62>.

<sup>7</sup> Cette valeur est définie comme étant la concentration d'un constituant à partir de laquelle il existe une probabilité importante que des effets chroniques mesurables soient causés sur au plus 5 % des espèces de la communauté aquatique.

<sup>8</sup> Pour de plus amples renseignements sur les mesures de gestion des risques au Canada et à l'étranger relatives au sélénium et à ses composés, veuillez consulter le document sur l'approche de gestion des risques (<https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/evaluation-substances-existantes/approche-gr-selenium.html#toc62>) et le résumé des autres publications (<https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques/initiative-groupes-substances/selenium.html>).

substances are entering or may enter the environment in a quantity or concentration or under conditions that

- (a) have or may have an immediate or long-term harmful effect on the environment or its biological diversity;
- (b) constitute or may constitute a danger to the environment on which life depends; or
- (c) constitute or may constitute a danger in Canada to human life or health.

The assessment of selenium and its compounds considered the combined exposure to all selenium compounds from natural or anthropogenic sources, whether they are present in water, sediment, soil, air, food, or products available to consumers. The screening assessment concluded that selenium and its compounds meet the criteria for a toxic substance under paragraphs 64(a) and (c) but not (b) of CEPA. Below are summaries of the ecological and human health assessments.

#### *Ecological assessment*

Selenium is an essential micronutrient taken up by aquatic and soil- and sediment-dwelling organisms, through diet and direct contact with the environment. Selenium bioavailability varies widely with environmental conditions, especially in aquatic ecosystems. Selenium is known to be bioaccumulative, and its effect on aquatic organisms can be related to their internal body concentrations. Tissue residues in fish, the most sensitive class of aquatic organisms, are used to characterize the exposures that may lead to harm in aquatic ecosystems.

The most severe effect resulting from long-term exposure to elevated concentrations of selenium in the food web is reproductive failure in egg-laying vertebrates (fish, water birds and amphibians). In fish, excess selenium may accumulate in fish eggs and affect developing embryos and larvae, while adults appear to be less affected. Reduced egg hatchability and increased embryonic deformities are the main selenium toxicity endpoints observed in birds, although causal evidence is sparse for oviparous reptiles and amphibians. Field studies conducted in Canada and other regions of North America have demonstrated the reproductive effects of selenium on birds and fish when present at sufficiently high concentrations in the food web, as well as potential impacts on fish populations and biodiversity, all of which affect the integrity of various ecosystems.

l'article 64 de la LCPE. Plus particulièrement, l'évaluation implique de déterminer si les substances pénètrent ou peuvent pénétrer dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions de nature à :

- a) avoir, immédiatement ou à long terme, un effet nocif sur l'environnement ou sur la diversité biologique;
- b) mettre en danger l'environnement essentiel pour la vie;
- c) constituer un danger au Canada pour la vie ou la santé humaines.

L'évaluation du sélénium et de ses composés a tenu compte de l'exposition combinée à tous les composés de sélénium, qu'il s'agisse de sources naturelles ou anthropiques, qu'ils soient présents dans l'eau, les sédiments, les sols, l'air, les aliments ou les produits de consommation. Dans l'évaluation préalable, il a été conclu que le sélénium et ses composés satisfont aux critères définissant une substance toxique, énoncés aux alinéas 64a) et c), mais pas à l'alinéa 64b) de la LCPE. Les résumés des évaluations des effets sur l'environnement et la santé humaine sont présentés ci-dessous.

#### *Évaluation des effets sur l'environnement*

Le sélénium est un oligo-élément essentiel absorbé par les organismes qui vivent dans l'eau, le sol et les sédiments, par leur alimentation et le contact direct avec l'environnement. La biodisponibilité du sélénium varie fortement en fonction des conditions du milieu, surtout dans l'écosystème aquatique. On sait que le sélénium est bioaccumulable et son effet sur les organismes aquatiques peut être associé à sa concentration dans l'organisme. On utilise les résidus présents dans les tissus des poissons (la classe d'organismes aquatiques la plus sensible) pour caractériser les types d'expositions pouvant entraîner des effets nocifs dans l'écosystème aquatique.

L'effet le plus grave découlant d'une exposition de longue durée à des concentrations élevées de sélénium dans le réseau trophique est l'échec de la reproduction chez les vertébrés ovipares (poissons, oiseaux aquatiques et amphibiens). Chez le poisson, le sélénium excédentaire peut s'accumuler dans les œufs des poissons et affecter les embryons en développement et les larves, mais il semble moins affecter les adultes. La diminution du taux d'éclosion et l'augmentation des malformations de l'embryon sont les principaux critères de toxicité du sélénium observés chez les oiseaux, bien que les données probantes causales soient rares pour les reptiles et les amphibiens ovipares. Des études sur le terrain menées au Canada et ailleurs en Amérique du Nord ont révélé des effets du sélénium sur la reproduction des oiseaux et des poissons lorsque celui-ci est présent à une concentration suffisamment élevée dans le réseau trophique, ainsi que des impacts potentiels sur les populations et la diversité des poissons, effets qui affectent tous l'intégrité de plusieurs écosystèmes.

Risk quotient analyses were performed by comparing selenium exposure concentrations to predicted no-effect concentrations (PNECs) for fish egg/ovary and fish whole-body tissues, and for the sediment and soil compartments. Based on these analyses, concentrations of selenium in the environment may cause harm to aquatic, benthic and soil organisms in the vicinity of some facilities for a number of sectors, including

- coal and metal mining;
- base metals smelting and refining; and
- publicly owned wastewater treatment systems.

The assessment concluded that selenium and its compounds meet the environmental toxicity criterion as defined under paragraph 64(a) of CEPA; however, as releases of selenium and its compounds are not of concern to the broader integrity of the environment, the substances did not meet the criterion defined under paragraph 64(b) of CEPA.

The assessment also concluded that selenium and its compounds meet the persistence and the bioaccumulation criteria as set out in the *Persistence and Bioaccumulation Regulations* of CEPA. However, as selenium is a naturally occurring element, with both natural and anthropogenic sources, it does not qualify for virtual elimination (VE) under subsection 77(4) of CEPA.<sup>9</sup>

#### Human health assessment

With available selenium biomonitoring<sup>10</sup> data, the risk to human health was characterized by comparing the concentrations of selenium in the whole blood of Canadians to concentration levels at which selenium could pose a risk. Whole blood concentrations provide a measure of integrated exposure to all forms of selenium from all routes and sources, including environmental media (i.e. water, air, soil and dust), food and other products. Selenosis was used as the critical health effect associated with exposure to an elevated concentration of selenium. Selenosis occurs from elevated levels of selenium exposure, characterized by hair loss, brittle nails, garlic odour in breath, weakness, decreased cognitive function and gastrointestinal disorders. Selenosis is the basis for many international regulatory reference values, including the Tolerable Upper Intake Level (UL) established by the

On a analysé les quotients de risque en comparant les concentrations d'exposition au sélénium avec les concentrations estimées sans effet (CESE) pour les œufs/ovaires et les tissus de l'organisme entier chez le poisson, ainsi que pour les sédiments et les sols. Compte tenu de ces analyses, les concentrations de sélénium dans l'environnement peuvent causer des effets nocifs pour les organismes vivant dans l'eau, le benthos et le sol à proximité de certaines installations de plusieurs secteurs, notamment :

- mines de charbon et de métaux;
- fonderies et affineries des métaux de base;
- usines publiques de traitement des eaux usées.

L'évaluation a permis de conclure que le sélénium et ses composés satisfont au critère de toxicité pour l'environnement défini à l'alinéa 64(a) de la LCPE. Cependant, comme les rejets de sélénium et de ses composés ne sont pas préoccupants pour l'intégrité générale de l'environnement, ces substances ne satisfont pas au critère énoncé à l'alinéa 64(b) de la LCPE.

Dans l'évaluation, on a également conclu que le sélénium et ses composés satisfont aux critères de persistance et de bioaccumulation énoncés dans le *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation* pris en application de la LCPE. Cependant, comme le sélénium est un élément d'origine naturelle et que les sources sont naturelles et anthropiques, il ne se qualifie pas pour la quasi-élimination aux termes du paragraphe 77(4) de la LCPE<sup>9</sup>.

#### Évaluation des effets sur la santé humaine

À l'aide des données de biosurveillance du sélénium<sup>10</sup>, on a caractérisé le risque pour la santé humaine en comparant les concentrations de sélénium dans le sang total chez des Canadiens aux concentrations auxquelles le sélénium pourrait présenter un risque. Les concentrations dans le sang total constituent une mesure de l'exposition intégrée à toutes les formes de sélénium, quelles qu'en soient la voie et la source, notamment le milieu environnemental (c'est-à-dire l'eau, l'air, le sol et la poussière), les aliments et d'autres produits. On a établi la sélérose comme effet critique sur la santé associé à l'exposition à une concentration élevée de sélénium. La sélérose découle de l'exposition à des concentrations élevées de sélénium; elle est caractérisée par la perte de cheveux, des ongles cassants, une haleine à odeur d'ail, de la faiblesse, des pertes cognitives et des troubles gastro-intestinaux. Cette maladie est

<sup>9</sup> For more information on VE provisions, please see <http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/C-15.31/page-10.html#h-31>.

<sup>10</sup> Biomonitoring is the measurement of a chemical, the products it makes after it has broken down, or the products that might result from interactions in the body. These measurements are usually taken in blood and urine and sometimes in other tissues such as hair, saliva and breast milk.

<sup>9</sup> Pour de plus amples renseignements sur les dispositions de la quasi-élimination, veuillez consulter le document suivant : <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/c-15.31/page-10.html#h-31>.

<sup>10</sup> La biosurveillance est la mesure d'un produit chimique, des produits générés après sa dégradation ou des produits qui pourraient découler d'interactions dans l'organisme. Ces mesures sont habituellement prises dans des échantillons de sang et d'urine et, parfois, dans d'autres tissus comme les cheveux, la salive et le lait maternel.

Institute of Medicine (IOM) for North American populations to determine at what concentration levels selenium exposure may pose a risk to human health.

The assessment found that selenium whole blood concentrations in some subpopulations of Canadians exceed the IOM UL (480 µg/L) and exceed concentration levels at which selenosis has been observed in humans (1 000 µg/L). Some Inuits who eat traditional foods have been identified as a subpopulation with elevated exposure to selenium. Subsistence fishers consuming fish with elevated selenium concentrations and individuals consuming multivitamin/mineral supplements containing 400 µg (or 0.0004 grams) of selenium are two additional subpopulations in Canada with the potential for elevated selenium exposure. The assessment led to a conclusion that some Inuits in northern Canada have blood selenium levels exceeding the IOM UL, that high fish consumption around point sources of selenium such as some mines, smelting and refining facilities exceed the health-based screening value, based on the IOM UL, and that there is a potential risk for individuals taking multivitamin/mineral supplements for adults with the maximum allowed selenium concentration.

Therefore, the screening assessment concluded that selenium and its compounds pose a risk to human health and meet the human health criterion for a toxic substance as defined in paragraph 64(c) of CEPA.

### Publication and conclusions

On December 16, 2017, the final screening assessment for selenium and its compounds was published on the Canada.ca (Chemical Substances) website.<sup>11</sup> Based on the results of the final screening assessment, the Minister of the Environment and the Minister of Health (the ministers) have concluded that selenium and its compounds meet the environmental and human health criteria for a toxic substance, as set out under paragraphs 64(a) and 64(c) of CEPA, respectively, and have therefore

à la base d'un grand nombre de valeurs de référence réglementaires à l'échelle internationale, dont l'apport maximal tolérable (AMT) établi par l'Institute of Medicine (IOM) pour les populations de l'Amérique du Nord, servant à déterminer à quelles concentrations l'exposition au sélénium peut poser un risque pour la santé humaine.

Dans le cadre de l'évaluation, on a constaté que les concentrations de sélénium dans le sang total de certaines sous-populations de Canadiens dépassent l'AMT de l'IOM (480 µg/L) ainsi que les concentrations auxquelles une sélénose a été constatée chez les humains (1 000 µg/L). Certaines communautés inuites qui consomment des aliments traditionnels constituent une sous-population exposée à des concentrations élevées de sélénium. Les pêcheurs de subsistance qui mangent du poisson contenant des concentrations élevées de sélénium et les personnes qui consomment des suppléments de multivitamines et minéraux contenant 400 µg (ou 0,0004 gramme) de sélénium sont deux autres sous-populations au Canada qui peuvent être exposées à des concentrations élevées de sélénium. L'évaluation a mené aux conclusions suivantes : chez certains Inuits du nord du Canada, les concentrations sanguines de sélénium dépassent l'AMT de l'IOM; une consommation importante de poisson pêché à proximité de sources de sélénium telles que certaines mines, fonderies et affineries de métaux de base donne lieu à une valeur dépassant la valeur de dépistage sanitaire (qui repose sur la valeur de l'AMT de l'IOM); il existe un risque potentiel pour les personnes qui consomment des suppléments de multivitamines et minéraux pour adultes ayant atteint la concentration maximale de sélénium admissible.

Par conséquent, dans l'évaluation préalable, on conclut que le sélénium et ses composés posent un risque pour la santé humaine et satisfont au critère définissant une substance toxique pour la santé humaine énoncé à l'alinéa 64c) de la LCPE.

### Publication et conclusions

Le 16 décembre 2017, l'évaluation préalable finale du sélénium et de ses composés a été publiée sur le site Web Canada.ca (Substances chimiques)<sup>11</sup>. Compte tenu des résultats de l'évaluation préalable finale, la ministre de l'Environnement et la ministre de la Santé (les ministres) ont conclu que le sélénium et ses composés satisfont aux critères environnementaux et sanitaires définissant une substance toxique, énoncés aux alinéas 64a) et 64c) de la LCPE, respectivement, et ont par conséquent

<sup>11</sup> For more information, consult the website at <https://www.canada.ca/en/health-canada/services/chemical-substances/substance-groupings-initiative/selenium.html>.

<sup>11</sup> Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter le site Web suivant : <https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques/initiative-groupes-substances/selenium.html>.

recommended the addition of selenium and its compounds to Schedule 1 of CEPA.<sup>12</sup>

### Objectives

The objective of the proposed *Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999* (the proposed Order) is to enable the Government to propose risk management measures under CEPA to manage potential environmental and human health risks associated with selenium and its compounds, should such measures be deemed necessary.

### Description

The proposed Order would add selenium and its compounds to Schedule 1 of CEPA.

### “One-for-One” Rule

The “One-for-One” Rule does not apply, as the proposed Order would not impose any administrative burden on business.

### Small business lens

The small business lens does not apply, as the proposed Order would not impose any compliance or administrative costs on small business.

### Consultation

On July 18, 2015, the ministers published a summary of the draft screening assessment for selenium-containing substances in the *Canada Gazette*, Part I, for a 60-day public comment period. During that period, comments were received from industry and industry associations, certain provincial governments, First Nations, academics, and private citizens. These comments were considered during the development of the final screening assessment report for selenium-containing substances. A table summarizing the complete set of comments received and the Government’s responses is available on the Canada.ca (Chemical Substances) website ([www.canada.ca/en/health-canada/services/chemical-substances.html](http://www.canada.ca/en/health-canada/services/chemical-substances.html)). The key areas in which comments were received and the Government’s responses are summarized below.

recommandé l’ajout du sélénium et de ses composés à l’annexe 1 de la LCPE<sup>12</sup>.

### Objectifs

Le projet de *Décret d’inscription de substances toxiques à l’annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)* [le projet de décret] vise à permettre au gouvernement de proposer des mesures de gestion des risques en vertu de la LCPE pour gérer les risques potentiels pour l’environnement et la santé humaine associés au sélénium et à ses composés, si de telles mesures étaient jugées nécessaires.

### Description

Le projet de décret ajouterait le sélénium et ses composés à l’annexe 1 de la LCPE.

### Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » ne s’applique pas, car le projet de décret n’impose aux entreprises aucun fardeau administratif supplémentaire.

### Lentille des petites entreprises

La lentille des petites entreprises ne s’applique pas, car le projet de décret n’impose aux petites entreprises aucuns frais supplémentaires liés à la conformité ou à l’administration.

### Consultation

Le 18 juillet 2015, les ministres ont publié un résumé de l’ébauche de l’évaluation préalable sur les substances contenant du sélénium dans la Partie I de la *Gazette du Canada* en vue d’une période de consultation publique de 60 jours. Pendant cette période, on a reçu des commentaires de l’industrie, d’associations industrielles, de certains gouvernements provinciaux, des Premières Nations, du milieu universitaire et de particuliers. On a examiné ces commentaires pendant l’élaboration du rapport final de l’évaluation préalable des substances contenant du sélénium. Un tableau résumant la totalité des commentaires reçus et les réponses du gouvernement est présenté sur le site Web Canada.ca (Substances chimiques) [<https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques.html>]. Les principaux sujets sur lesquels portaient les commentaires et les réponses du gouvernement sont résumés ci-dessous.

<sup>12</sup> The final assessment report and other related publications can be obtained from the Canada.ca (Chemical Substances) website or from the Program Development and Engagement Division, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3; 1-800-567-1999 (toll-free in Canada); 819-938-5212 (fax); or by email at [eccc.substances.eccc@canada.ca](mailto:eccc.substances.eccc@canada.ca).

<sup>12</sup> Le rapport final de l’évaluation et les autres publications connexes sont disponibles dans le site Web Canada.ca (Substances chimiques) ou sur demande à la Division de la mobilisation et du développement de programmes et, Ministère de l’Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3; 1-800-567-1999 (sans frais au Canada); 819-938-5212 (télécopieur); ou par courriel à l’adresse suivante : [eccc.substances.eccc@canada.ca](mailto:eccc.substances.eccc@canada.ca).

### *Overview of public comments and responses*

Comments received focused on the methodology, hazard characterization, and exposure data.

#### *Methodology*

Comments suggested that the PNECs were too low and would not differentiate between reference areas and anthropogenically impacted areas, were based on unreliable data, or did not follow the Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) *Protocol for the Derivation of Water Quality Guidelines for the Protection of Aquatic Life 2007*.

In response, the Government re-evaluated several studies and revised species endpoint selections to be better aligned with CCME protocol endpoint selection (noting that the cited CCME protocol addresses water concentrations, not fish tissues). The egg/ovary PNEC was recalculated with the revised endpoints. The whole-body PNEC was also recalculated using the revised endpoints and species-specific conversion factors published by the U.S. EPA.

#### *Hazard and risk characterization*

Multiple comments were made regarding the finding that dietary exposure to selenium is harmful to human health and requested that more information be included in the screening assessment report (SAR).

The Government responded by indicating that the SAR states that the human health risks of selenium were focused on three subpopulations in Canada that, through their diet, could be exposed to elevated concentrations of selenium. These subpopulations are: (1) some Inuit populations in northern Canada that maintain a traditional diet, including consumption of marine mammals; (2) subsistence fishers who consume fish with elevated concentrations of selenium; and (3) persons who take multivitamin/mineral supplements with the maximum permissible level of selenium. Information was added in the SAR on the benefits and risks of dietary exposure to selenium and on the co-exposure to mercury in diet. Data on the levels of selenium in the traditional foods of First Nations were also added.

Several stakeholders commented that the human health risks associated with subsistence fishing are overstated

### *Aperçu des commentaires du public et des réponses*

Les commentaires reçus portaient principalement sur la méthode, la caractérisation des dangers et les données sur l'exposition.

#### *Méthode*

Dans les commentaires, on semblait indiquer que les CESE étaient trop faibles et qu'elles ne distinguaient pas les régions de référence des régions touchées par des émissions d'origine anthropique, qu'elles s'appuyaient sur des données qui n'étaient pas fiables ou qu'elles ne respectaient pas le *Protocole d'élaboration des recommandations pour la qualité des eaux en vue de protéger la vie aquatique 2007* du Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME).

Dans sa réponse, le gouvernement a réexaminé plusieurs études et révisé la sélection des critères d'effet relatifs à l'espèce afin qu'ils concordent mieux avec ceux du protocole du CCME (il convient de noter que le protocole du CCME mentionné concerne les concentrations dans l'eau et non dans les tissus des poissons). La CESE dans les œufs/ovaires a été recalculée avec les critères d'effet révisés. La CESE dans l'organisme entier a également été recalculée à l'aide des critères d'effet révisés ainsi qu'avec les facteurs de conversion propres à l'espèce publiés par l'EPA des États-Unis.

#### *Caractérisation des dangers et des risques*

De multiples commentaires ont été formulés concernant l'exposition par l'alimentation au sélénium qui a été jugée nocive pour la santé humaine, ainsi que l'ajout de renseignements dans le rapport d'évaluation préalable.

Le gouvernement a répondu en indiquant que le rapport d'évaluation préalable mentionne que les risques du sélénium pour la santé humaine portaient sur trois sous-populations au Canada qui, par leur alimentation, pourraient être exposées à des concentrations élevées de sélénium. Ces sous-populations sont : (1) certaines populations inuites du nord du Canada qui ont une alimentation traditionnelle comprenant la consommation de mammifères marins; (2) les pêcheurs de subsistance qui consomment des poissons dont la concentration de sélénium est élevée; (3) les personnes qui consomment des suppléments de multivitamines et de minéraux à la concentration maximale admissible de sélénium. Des renseignements sur les avantages et les risques d'une exposition alimentaire au sélénium et sur la co-exposition au mercure dans l'alimentation ont été ajoutés dans le rapport d'évaluation préalable. Des données sur les concentrations de sélénium dans les aliments traditionnels des Premières Nations ont également été ajoutées.

Plusieurs parties intéressées ont formulé le commentaire que les risques pour la santé humaine associés à la pêche

and should not be associated solely with the mining industry.

The Government responded that the SAR was updated to reflect elevated concentrations of selenium in fish associated with several sectors. However, selenium concentrations were found to be high in fish in many lakes in Canada around mines, and these selenium concentrations exceed the screening value for subsistence fishers. More information on fish consumption advisories in Canada was also added.

*Exposure data:* Stakeholders made multiple comments regarding the reporting and accuracy of the ecological exposure data presented in the assessment.

The Government responded by indicating that the reporting of ecological exposure data in the assessment was improved by following a consistent methodology and that the accuracy of ecological exposure data was strengthened by adding or correcting concentrations, locations, sample sizes, and references, where appropriate.

Some commenters pointed out that selenium is an essential nutrient and that this should be considered more in the assessment. For example, available epidemiological studies suggest that selenium has a beneficial effect on chronic health problems such as certain types of cancers and type II diabetes.

The Government responded that the essentiality of selenium was taken into consideration. The Government's key priority for food safety and nutrition encompasses healthy diets. However, no changes were made to the dietary reference intakes because the purpose of CMP assessments is to determine toxicities associated with exposure to substances that may result in adverse effects to the environment and human health.

### **Rationale**

The Government has completed a screening assessment on selenium and its compounds to determine whether the substances may pose a risk to the environment or human health.

Based on the review of available information, it is concluded that selenium and its compounds may cause harm to aquatic, benthic and soil organisms. The organisms most sensitive to continuous exposure to high levels of selenium are egg-laying vertebrates (fish, birds, amphibians).

de subsistance sont surestimés et ne devraient pas être associés uniquement à l'industrie minière.

Le gouvernement a répondu que le rapport d'évaluation préalable a été mis à jour pour représenter les concentrations élevées de sélénium dans les poissons, associées à plusieurs secteurs. Cependant, les concentrations de sélénium se sont révélées élevées dans les poissons d'un grand nombre de lacs au Canada situés à proximité de mines, et ces concentrations dépassent la valeur de dépistage pour les pêcheurs de subsistance. D'autres renseignements sur les mises en garde concernant la consommation de poisson au Canada ont également été ajoutés.

*Données sur l'exposition :* Les parties intéressées ont formulé de multiples commentaires concernant la déclaration et l'exactitude des données sur l'exposition de l'environnement présentées dans l'évaluation.

Le gouvernement a répondu en indiquant que la déclaration de données sur l'exposition de l'environnement dans l'évaluation s'est améliorée grâce à une méthode uniforme et que l'exactitude des données sur l'exposition de l'environnement a été renforcée par l'ajout ou la correction de concentrations, d'endroits, de tailles d'échantillons et de références, au besoin.

Certains observateurs ont souligné que, comme le sélénium est un élément nutritif essentiel, il devrait en être davantage discuté dans l'évaluation. Par exemple, des études épidémiologiques semblent indiquer que le sélénium a des bienfaits sur des problèmes de santé chroniques comme certains types de cancers et le diabète de type II.

Le gouvernement a répondu que le caractère essentiel du sélénium a été pris en considération. La principale priorité du gouvernement pour la sécurité des aliments et la nutrition englobe la saine alimentation. Cependant, aucun changement n'a été apporté aux apports nutritionnels de référence parce que l'objectif des évaluations du PGPC est de déterminer les effets toxiques associés à l'exposition à des substances qui pourraient entraîner des effets négatifs sur l'environnement et la santé humaine.

### **Justification**

Le gouvernement a réalisé une évaluation préalable sur le sélénium et ses composés pour déterminer si ces substances peuvent poser un risque pour l'environnement ou la santé humaine.

D'après l'examen des données disponibles, il a été conclu que le sélénium et ses composés peuvent causer des effets nocifs pour les organismes vivant dans l'eau, le benthos et le sol. Les organismes les plus sensibles à une exposition continue à des concentrations élevées de sélénium sont les vertébrés ovipares (poissons, oiseaux, amphibiens).

The assessment also found that selenium whole blood concentrations in some subpopulations of Canadians may exceed levels at which selenosis has been observed in humans. Some Inuit who eat traditional foods have been identified as a subpopulation with elevated exposure. Subsistence fishers who consume fish with elevated selenium concentrations (e.g. from lakes around mining operations) and individuals taking multivitamin/mineral supplements providing higher levels of selenium are two additional subpopulations in Canada with the potential for elevated selenium exposure.

Therefore, selenium and its compounds were determined to have the potential to cause harm to the environment and human health as defined under paragraphs 64(a) and 64(c) of CEPA. As a result, one of the following measures must be proposed after a screening assessment is conducted under CEPA:

1. taking no further action with respect to the substances;
2. adding the substances to the Priority Substances List for further assessment; or
3. recommending that the substances be added to the List of Toxic Substances in Schedule 1 of CEPA, and where applicable, recommending the implementation of virtual elimination.

Based on the available evidence, which includes data received from industry and the conclusions of the screening assessment, the Government has determined that choosing options 1 or 2 is not appropriate to manage potential environmental and human health risks associated with selenium and its compounds in Canada. Therefore, option 3, which recommends that the substances be added to the List of Toxic Substances in Schedule 1 of CEPA, is the option proposed by the ministers.<sup>13</sup>

The addition of selenium and its compounds to Schedule 1 of CEPA would not result in any direct impacts (benefits or costs) on the public or industry, since the proposed Order would not impose any compliance requirements on stakeholders. Accordingly, there would be no compliance or administrative burden imposed on small businesses or businesses in general. Rather, the proposed Order enables the Government to propose risk management measures under CEPA, should such measures be deemed necessary to manage potential ecological and human health risks associated with the substances.

If further risk management measures are deemed necessary for selenium and its compounds, the Government

L'évaluation a également permis de constater que les concentrations de sélénium dans le sang total de certaines sous-populations de Canadiens peuvent dépasser les concentrations auxquelles une sélérose a été observée chez les humains. Certains Inuits qui consomment des aliments traditionnels sont une sous-population où l'exposition au sélénium est élevée. Les pêcheurs de subsistance qui consomment des poissons dont la concentration de sélénium est élevée (par exemple pêchés à proximité de sites d'exploitation minière) et les personnes qui prennent des suppléments de multivitamines et de minéraux leur fournissant des concentrations de sélénium plus élevées sont deux autres sous-populations au Canada dont le potentiel d'exposition au sélénium est élevé.

Il a donc été déterminé que le sélénium et ses composés ont le potentiel de causer des effets nocifs pour l'environnement et la santé humaine, tels qu'ils sont énoncés aux alinéas 64a) et 64c) de la LCPE. Par conséquent, l'une des mesures suivantes doit être proposée après la réalisation d'une évaluation préalable menée en vertu de la LCPE :

1. ne prendre aucune autre mesure concernant les substances;
2. ajouter les substances à la Liste des substances d'intérêt prioritaire en vue d'une évaluation plus approfondie;
3. recommander que les substances soient ajoutées à la Liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la LCPE et, au besoin, recommander leur quasi-élimination.

Compte tenu des données probantes, dont les données reçues de l'industrie et les conclusions de l'évaluation préalable, le gouvernement a déterminé que les options 1 et 2 ne sont pas appropriées pour gérer les risques potentiels pour l'environnement et la santé humaine associés au sélénium et à ses composés au Canada. Par conséquent, l'option 3, qui recommande l'ajout de ces substances à la Liste des substances toxiques de l'annexe 1 de la LCPE, est l'option proposée par les ministres<sup>13</sup>.

L'ajout du sélénium et de ses composés à l'annexe 1 de la LCPE n'entraînerait aucun impact direct (avantage ou coût) sur le public ou l'industrie, puisque le projet de décret n'imposerait pas d'exigences en matière de conformité aux parties intéressées. Ainsi, aucun fardeau administratif ou fardeau lié à la conformité ne serait imposé aux petites entreprises ou aux entreprises en général. Le projet de décret permet plutôt au gouvernement de proposer des mesures de gestion des risques en vertu de la LCPE, si ces mesures étaient jugées nécessaires pour gérer les risques potentiels pour l'environnement et la santé humaine associés aux substances.

Si d'autres mesures de gestion des risques étaient jugées nécessaires concernant le sélénium et ses composés, le

<sup>13</sup> The implementation of virtual elimination does not apply to selenium and its compounds.

<sup>13</sup> La quasi-élimination ne s'applique pas au sélénium et à ses composés.

will assess the costs and benefits and consult with the public and other stakeholders during the development of any risk management measure to address potential environmental and human health concerns associated with uses of the substances in Canada.

In accordance with the Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals, a strategic environmental assessment (SEA) was completed under the CMP.<sup>14</sup> The detailed analysis that was completed as part of the SEA indicated that the CMP will have a positive effect on the environment and human health. For more information, please see the following link: <http://www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca/plan/sea-ees-eng.php>.

### **Implementation, enforcement and service standards**

The proposed Order adds selenium and its compounds to Schedule 1 of CEPA, thereby enabling the Government to propose risk management measures respecting preventive or control actions under CEPA. Developing an implementation plan and an enforcement strategy and establishing service standards are only considered necessary when a specific risk management approach is proposed. As the proposed Order does not include a specific risk management proposal, there is no requirement for implementation, enforcement, or service standards.

### **Contacts**

Julie Thompson  
Program Development and Engagement Division  
Department of the Environment  
Gatineau, Quebec  
K1A 0H3  
Substances Management Information Line:  
1-800-567-1999 (toll-free in Canada)  
819-938-3232 (outside of Canada)  
Fax: 819-938-5212  
Email: [eccc.substances.eccc@canada.ca](mailto:eccc.substances.eccc@canada.ca)

gouvernement évaluerait les coûts et les avantages et consulterait le public et les autres parties intéressées pendant l'élaboration de toute mesure de gestion des risques pour atténuer les préoccupations potentielles en matière d'environnement et de santé humaine associées aux utilisations de ces substances au Canada.

Conformément à la Directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes, une évaluation environnementale stratégique a été réalisée dans le cadre du PGPC<sup>14</sup>. L'analyse approfondie effectuée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique indique que le PGPC aura un effet positif sur l'environnement et la santé humaine. Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter le document suivant : <https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/substances-chimiques/plan-gestion-produits-chimiques/evaluation-environnementale-strategique.html>.

### **Mise en œuvre, application de la loi et normes de service**

Le projet de décret ajoute le sélénium et ses composés à l'annexe 1 de la LCPE et permet ainsi au gouvernement de proposer des mesures de gestion des risques considérant les mesures de prévention ou de contrôle aux termes de la LCPE. L'élaboration d'un plan de mise en œuvre ou d'une stratégie d'application de la loi ou l'établissement de normes de service ne sont jugés nécessaires que lorsqu'une méthode précise de gestion des risques est proposée. Comme le projet de décret ne propose pas de méthode précise de gestion des risques, il n'est pas nécessaire de prévoir un plan de mise en œuvre, une stratégie d'application de la loi ou des normes de service.

### **Personnes-ressources**

Julie Thompson  
Division de la mobilisation et de l'élaboration de programmes  
Ministère de l'Environnement  
Gatineau (Québec)  
K1A 0H3  
Ligne d'information de la gestion des substances :  
1-800-567-1999 (sans frais au Canada)  
819-938-3232 (à l'étranger)  
Télécopieur : 819-938-5212  
Courriel : [eccc.substances.eccc@canada.ca](mailto:eccc.substances.eccc@canada.ca)

<sup>14</sup> For the strategic environmental assessment, please see <https://www.canada.ca/en/environmental-assessment-agency/programs/strategic-environmental-assessment.html> and <https://www.ec.gc.ca/ee-ea/default.asp?lang=En&n=A01CABBD-1>.

<sup>14</sup> Pour de plus amples renseignements sur l'évaluation environnementale stratégique, veuillez consulter les documents suivants : <https://www.canada.ca/fr/agence-evaluation-environnementale/programmes/evaluation-environnementale-strategique.html> et <https://www.ec.gc.ca/ee-ea/default.asp?lang=Fr&n=A01CABBD-1>.

Michael Donohue  
Risk Management Bureau  
Department of Health  
Ottawa, Ontario  
K1A 0K9  
Telephone: 613-957-8166  
Fax: 613-952-8857  
Email: [michael.donohue2@canada.ca](mailto:michael.donohue2@canada.ca)

Michael Donohue  
Bureau de la gestion du risque  
Ministère de la Santé  
Ottawa (Ontario)  
K1A 0K9  
Téléphone : 613-957-8166  
Télécopieur : 613-952-8857  
Courriel : [michael.donohue2@canada.ca](mailto:michael.donohue2@canada.ca)

---

## PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, pursuant to subsection 332(1)<sup>a</sup> of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>b</sup>, that the Governor in Council, on the recommendation of the Minister of the Environment and the Minister of Health, pursuant to subsection 90(1) of that Act, proposes to make the annexed *Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the 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 Order 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 the Executive Director, Program Development and Engagement Division, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3 (fax: 819-938-5212; email: [eccc.substances.eccc@canada.ca](mailto:eccc.substances.eccc@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, February 8, 2018

Jurica Čapkun  
Assistant Clerk of the Privy Council

---

## PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)<sup>a</sup> de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>b</sup>, que la gouverneure en conseil, sur recommandation de la ministre de l'Environnement et de la ministre de la Santé et en vertu du paragraphe 90(1) de cette loi, se propose de prendre le *Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la 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 décret 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 au directeur exécutif, Division de la mobilisation et de l'élaboration de programmes, ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (télé. : 819-938-5212; courriel : [eccc.substances.eccc@canada.ca](mailto:eccc.substances.eccc@canada.ca)).

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

Ottawa, le 8 février 2018

Le greffier adjoint du Conseil privé  
Jurica Čapkun

---

<sup>a</sup> S.C. 2004, c. 15, s. 31

<sup>b</sup> S.C. 1999, c. 33

---

<sup>a</sup> L.C. 2004, ch. 15, art. 31

<sup>b</sup> L.C. 1999, ch. 33

**Order Adding Toxic Substances to  
Schedule 1 to the Canadian Environmental  
Protection Act, 1999**

**Décret d'inscription de substances toxiques  
à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la  
protection de l'environnement (1999)**

**Amendment**

**1** Schedule 1 to the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>1</sup> is amended by adding the following in numerical order:

146 Selenium and its compounds

**Coming into Force**

**2** This Order comes into force on the day on which it is registered.

[7-1-o]

**Modification**

**1** L'annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>1</sup> est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

146 Sélénium et ses composés

**Entrée en vigueur**

**2** Le présent décret entre en vigueur à la date de son enregistrement.

[7-1-o]

<sup>1</sup> S.C. 1999, c. 33

<sup>1</sup> L.C. 1999, ch. 33

## Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations

### 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 Government of Canada is committed to reducing greenhouse gas (GHG) emissions in Canada to mitigate the impact of climate change. Coal-fired electricity generating units are the highest emitting stationary sources of GHGs and air pollutants in Canada. The proposed amendments to the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* (the proposed Amendments) would accelerate Canada's reduction of GHG emissions from electricity generation and help achieve Canada's domestic and international commitments to reduce overall GHG emissions.

**Description:** The proposed Amendments would require all coal-fired electricity generating units to comply with an emissions performance standard of 420 tonnes of carbon dioxide per gigawatt hour of electricity produced (t of CO<sub>2</sub>/GWh) by 2030, at the latest. Some units will be required to comply with this performance standard earlier.

**Cost-benefit statement:** The expected reduction in cumulative GHG emissions resulting from the proposed Amendments is approximately 100 megatonnes (Mt).<sup>1</sup> The total expected benefit would be \$4.9 billion, including \$3.6 billion in avoided climate change damage benefits and \$1.3 billion in health and

## Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon

### 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 :** Le gouvernement du Canada est déterminé à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) au pays pour atténuer l'impact des changements climatiques. Les groupes de production d'électricité alimentés au charbon sont les sources fixes qui émettent le plus de GES et de polluants atmosphériques au Canada. Les modifications proposées au *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon* (les modifications proposées) accéléreraient la réduction canadienne des émissions de GES provenant de la production d'électricité et contribueraient au respect des engagements nationaux et internationaux du pays de réduire les émissions totales de GES.

**Description :** Les modifications proposées obligeront tous les groupes de production d'électricité alimentés au charbon de se conformer à une norme de rendement en émissions de 420 tonnes de dioxyde de carbone par gigawattheure d'électricité produite (t de CO<sub>2</sub>/GWh) d'ici 2030, au plus tard. Certains groupes devront se conformer à cette norme de rendement en émissions plus tôt.

**Énoncé des coûts et avantages :** La réduction prévue des émissions cumulatives de GES découlant des modifications proposées est d'environ 100 mégatonnes (Mt)<sup>1</sup>. L'avantage total prévu se chiffrerait à 4,9 milliards de dollars, dont 3,6 milliards de dollars en économie, en évitement des dommages attribuables aux

<sup>1</sup> A megatonne is equal to one million tonnes.

<sup>1</sup> Une mégatonne est égale à 1 milliard de kilogrammes.

environmental benefits from air quality improvements. The total cost for complying with the proposed Amendments is estimated to be \$2.2 billion, resulting in a net benefit of \$2.7 billion. More than three quarters of the costs is attributable to compliance measures in Nova Scotia and New Brunswick, with Saskatchewan and Alberta making up most of the remaining costs. Much of the incremental burden for compliance may be passed on to consumers in the form of higher retail electricity rates in affected provinces.

**“One-for-One” Rule and small business lens:** The proposed Amendments would not change the reporting requirements of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* (the Regulations). As a result, there would be no incremental administrative burden and, therefore, the “One-for-One” Rule does not apply. As the regulated community consists of only large enterprises, the small business lens does not apply.

**Domestic and international coordination and cooperation:** The proposed Amendments were developed in coordination with provincial and territorial governments, industry, and Indigenous peoples, and are a key commitment of the *Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change* (the Pan-Canadian Framework). To ensure a just and fair transition to support Canadian workers, Canada will be launching a task force, including labour and business, to hear from workers and communities and will be working with the Government of Alberta on a one-window approach for that province. The Government of Canada is working with the provinces to accelerate the transition to clean electricity. Potential electric transmission intertie projects will be identified through the Regional Electricity Cooperation and Strategic Infrastructure (RECSI) Program. The federal government has also made significant investments in clean growth, such as federal funding for projects under the \$21.9 billion Green Infrastructure Fund as well as the Canada Infrastructure Bank. Provincial equivalency agreements may be considered to support provincial transitions from coal towards non-emitting sources of electricity. Equivalency agreements aim to minimize regulatory duplication with provinces, where provincial regimes are found to deliver equivalent or better outcomes than federal regulations. The governments of Canada and Nova Scotia have an equivalency agreement in place for the Regulations. Both governments announced an agreement in principle for a new equivalency agreement that would take the proposed Amendments into consideration. The Canadian government moved ahead

changements climatiques, et 1,3 milliard de dollars en économie sur le plan de la santé et de l’environnement découlant de l’amélioration de la qualité de l’air. Le coût total de conformité aux modifications proposées est estimé à 2,2 milliards de dollars, mais il se solde par une économie nette de 2,7 milliards de dollars. Plus des trois quarts des coûts sont attribuables aux mesures de conformité en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, le reste étant imputable, en grande partie, à la Saskatchewan et à l’Alberta. La majorité des coûts additionnels liés à la conformité pourrait être transférée aux consommateurs, sous la forme de tarifs de détail plus élevés dans les provinces en question.

**Règle du « un pour un » et lentille des petites entreprises :** Les modifications proposées ne changeraient pas les exigences en matière d’établissement de rapports du *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l’électricité thermique au charbon* (le Règlement). Ainsi, il n’y aurait pas de fardeau administratif supplémentaire et, par conséquent, la règle du « un pour un » ne s’applique pas. Comme la collectivité réglementée n’est composée que de grandes entreprises, la lentille des petites entreprises ne s’applique pas.

**Coordination et coopération à l’échelle nationale et internationale :** Les modifications proposées ont été élaborées en coordination avec les gouvernements provinciaux et territoriaux, l’industrie et les peuples autochtones, et sont un engagement clé du *Cadre pan-canadien sur la croissance propre et les changements climatiques* (le Cadre pancanadien). Afin de garantir une transition juste et équitable pour soutenir les travailleurs canadiens, le Canada mettra sur pied un groupe de travail, comprenant des syndicats et des entreprises, afin d’entendre les travailleurs et les collectivités, et travaillera avec le gouvernement de l’Alberta sur une approche à guichet unique pour cette province. Le gouvernement du Canada travaille avec les provinces pour accélérer la transition vers l’électricité propre. Les projets potentiels d’interconnexion de réseau électrique seront répertoriés grâce au programme de Collaboration régionale en matière d’électricité et infrastructure stratégique. Le gouvernement fédéral a également fait des investissements importants dans la croissance écologique, comme le financement fédéral pour des projets dans le cadre du Fonds pour l’infrastructure verte de 21,9 milliards de dollars et de la Banque de l’infrastructure du Canada. Des accords d’équivalence provinciaux pourraient être considérés afin de soutenir les provinces dans leur transition du charbon vers des sources d’électricité sans émissions. Les accords d’équivalence visent à réduire au minimum les chevauchements des règlements avec ceux des provinces, où les régimes provinciaux donnent des résultats équivalents à la réglementation fédérale ou meilleurs. Les gouvernements du

of the United States in regulating GHGs from the electricity sector with the Regulations, published in 2012. The generation mix and overall regulatory and market structure of the U.S. electricity sector is significantly different than the Canadian sector, and impacts on Canada's electricity sector are not expected due to its limited trade exposure. In November 2017, the Government of Canada partnered with the Government of the United Kingdom to launch the Powering Past Coal Alliance, a global alliance to phase out coal-fired electricity.

Canada et de la Nouvelle-Écosse disposent d'un accord d'équivalence à l'égard du Règlement. Les deux gouvernements ont annoncé la conclusion d'un accord de principe qui prendrait en compte les modifications proposées. Du fait de la publication du Règlement en 2012, le gouvernement canadien a devancé les États-Unis en ce qui a trait à la réglementation des GES provenant du secteur de l'électricité. La composition des types de production et la structure générale en matière de réglementation et de marché du secteur américain de l'électricité sont très différentes de celles du secteur canadien, et les impacts sur le secteur canadien de l'électricité devraient être nuls en raison de son ouverture limitée à ce marché. En novembre 2017, le gouvernement du Canada s'est associé au gouvernement du Royaume-Uni pour lancer l'alliance Énergiser au-delà du charbon, une alliance mondiale visant à éliminer l'électricité produite au charbon.

## Background

The Regulations were published in the *Canada Gazette*, Part II, in September 2012.<sup>2</sup> The Regulations impose a performance standard (an emissions limit) of 420 t of CO<sub>2</sub>/GWh of electricity produced by electricity generating units fuelled by coal, coal derivatives and petroleum coke. New units coming online after July 1, 2015, are subject to the performance standard from the start of operation. Units operational prior to 2015 must comply with the performance standard once they have reached the end of their useful life, which is defined as follows in the Regulations:

- Units commissioned before January 1, 1975, are subject to the performance standard after 50 years of operation, or no later than December 31, 2019;
- Units commissioned after December 31, 1974, and before January 1, 1986, are subject to the performance standard after 50 years of operation, or no later than December 31, 2029, whichever date comes first; and
- Units commissioned after December 31, 1985, are subject to the performance standard after 50 years of operation.

The Regulations also include compliance flexibility options to ensure a reliable supply of electricity while achieving the objectives of the Regulations.

## Contexte

Le Règlement a été publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada* en septembre 2012<sup>2</sup>. Le Règlement impose une norme de performance (et limite d'émissions) de 420 t de CO<sub>2</sub>/GWh de l'électricité produite par les groupes de production d'électricité alimentés au charbon, aux dérivés du charbon et au coke de pétrole. Les nouveaux groupes, qui commencent leur opération après le 1<sup>er</sup> juillet 2015, sont assujettis à la norme de performance dès leur mise en service. Les groupes en activité avant 2015 doivent se conformer à la norme de rendement à la fin de leur vie utile, définie comme suit dans le Règlement :

- Les groupes mis en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 1975 sont soumis à la norme de performance après 50 années d'exploitation, ou le 31 décembre 2019 au plus tard.
- Les groupes mis en service après le 31 décembre 1974 et avant le 1<sup>er</sup> janvier 1986 sont soumis à la norme de rendement après 50 années d'exploitation, ou au plus tard le 31 décembre 2029, selon la première de ces dates.
- Les groupes mis en service après le 31 décembre 1985 sont soumis à la norme de rendement après 50 années d'exploitation.

Le Règlement comprend également des options de souplesse en matière de conformité afin d'assurer un approvisionnement fiable en électricité tout en respectant les objectifs du Règlement.

<sup>2</sup> The *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* can be found at <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2012/2012-09-12/html/sor-dors167-eng.html>.

<sup>2</sup> Le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* se trouve à l'adresse suivante : <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2012/2012-09-12/html/sor-dors167-fra.html>.

In 2015, utilities in Canada generated approximately 580 terawatt hours (TWh) of electricity.<sup>3</sup> By 2030, utility generation is expected to rise to 608 TWh. The GHG emissions from the electricity sector are expected to decrease as a whole, from about 79 Mt in 2015<sup>4</sup> to 33 Mt estimated in 2035, about a 46% decrease, mainly due to the declining use of coal as a fuel for electricity generation. This decrease is due in large part to the Regulations.

In 2015, coal-fired units, responsible for 11% of the total electricity generated in Canada, accounted for 75% (63 Mt) of GHG emissions from the sector. By 2030, coal-fired units are expected to generate only 5% of the total electricity generated in Canada, but would account for nearly 55% (27 Mt) of GHG emissions from the sector.

At the twenty-first session of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) held in Paris in December 2015, Canada and 194 other countries reached an agreement to fight climate change (the Paris Agreement). The Paris Agreement strengthened the efforts of Parties to the UNFCCC to limit the global average temperature rise to well below 2°C and pursue efforts to limit the increase to 1.5°C. The Paris Agreement was officially ratified by Parliament in October 2016, committing Canada to reducing GHG emissions by 30%, from 2005 levels, by 2030. The goal was agreed to by most provincial premiers at a meeting of First Ministers in March 2016.<sup>5</sup>

In December 2016, the Government of Canada released the Pan-Canadian Framework.<sup>6</sup> The Government of Canada developed this Framework with provinces and territories, and in consultation with Indigenous peoples. The Pan-Canadian Framework outlines initiatives to achieve emission reductions across all sectors of the economy. New actions for reducing GHG emissions from the electricity sector include a commitment from federal, provincial, and territorial governments to work together to accelerate the phase-out of traditional coal units across Canada by 2030.

En 2015, les services publics au Canada ont généré approximativement 580 térawattheures (TWh) d'électricité<sup>3</sup>. La génération des services publics devrait s'établir à 608 TWh en 2030. Les émissions de GES issues de la production d'électricité devraient diminuer dans l'ensemble d'environ 79 Mt en 2015<sup>4</sup> à 33 Mt estimées en 2035, une réduction d'environ 46 %, en raison principalement d'une baisse de l'utilisation du charbon comme combustible pour la production d'électricité. Cette baisse est attribuable en grande partie au Règlement.

En 2015, les groupes alimentés au charbon, responsables de 11 % de toute l'électricité produite au Canada, produisaient 75 % (63 Mt) des émissions de GES de ce secteur. D'ici 2030, les groupes alimentés au charbon ne devraient produire que 5 % de toute l'électricité produite au Canada, mais seraient responsables de près de 55 % (27 Mt) des émissions de GES provenant du secteur.

À la vingt et unième Conférence des Parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) qui s'est tenue à Paris en décembre 2015, le Canada et 194 autres pays ont conclu un accord pour lutter contre les changements climatiques (l'Accord de Paris). L'Accord de Paris a renforcé les efforts des Parties à la CCNUCC pour limiter la hausse de la température moyenne sur la planète à beaucoup moins que 2 °C et poursuit ses activités pour limiter l'augmentation à 1,5 °C. L'Accord a été officiellement ratifié par le Parlement en octobre 2016, engageant le Canada à réduire d'ici 2030 ses émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005. L'objectif a été accepté par la plupart des premiers ministres provinciaux à la réunion des premiers ministres qui a eu lieu en mars 2016<sup>5</sup>.

En décembre 2016, le gouvernement du Canada a publié le Cadre pancanadien<sup>6</sup>. Le gouvernement du Canada a élaboré ce cadre en collaboration avec les provinces et les territoires, ainsi qu'avec les peuples autochtones. Le Cadre pancanadien décrit brièvement les initiatives visant à atteindre les objectifs de réduction des émissions dans l'ensemble des secteurs de l'économie. Les nouvelles actions pour réduire les émissions de GES provenant du secteur de l'électricité incluent un engagement des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux à travailler de concert afin d'accélérer l'élimination progressive des groupes conventionnels au charbon dans tout le Canada d'ici 2030.

<sup>3</sup> Canada's National Inventory Report, Part 3, page 93, submitted to the United Nations Framework Convention on Climate Change can be found at [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/can-2017-nir-13apr17.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/can-2017-nir-13apr17.zip).

<sup>4</sup> Greenhouse gas emissions by Canadian economic sector: <https://www.ec.gc.ca/indicateurs-indicators/default.asp?lang=en&n=F60DB708-1>.

<sup>5</sup> Communiqué of Canada's First Ministers: <http://pm.gc.ca/eng/news/2016/12/09/communique-canadas-first-ministers>.

<sup>6</sup> The Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change can be found at <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/pan-canadian-framework.html>.

<sup>3</sup> Le rapport d'inventaire national du Canada, partie 3, page 93, soumis à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques se trouve à l'adresse suivante : [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/can-2017-nir-13apr17.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/can-2017-nir-13apr17.zip) (en anglais seulement).

<sup>4</sup> Émissions de gaz à effet de serre par secteur économique canadien : <https://www.ec.gc.ca/indicateurs-indicators/default.asp?lang=Fr&n=F60DB708-1>.

<sup>5</sup> Communiqué des premiers ministres du Canada : <https://pm.gc.ca/fra/nouvelles/2016/12/09/communique-des-premiers-ministres>.

<sup>6</sup> Le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques se trouve à l'adresse suivante : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/cadrepancanadien.html>.

The Government of Canada is working with the provinces to accelerate the transition to clean electricity. Potential electric transmission intertie projects will be identified through the Regional Electricity Cooperation and Strategic Infrastructure (RECSI) Program. The federal government has also made significant investments in clean growth, such as federal funding for projects under the \$21.9 billion Green Infrastructure Fund as well as the Canada Infrastructure Bank. To ensure a just and fair transition to support Canadian workers, the governments of Canada and Alberta will be launching a task force, including labour and business, to hear from workers and communities.

In November 2017, the Government of Canada partnered with the Government of the United Kingdom to launch the Powering Past Coal Alliance, a global alliance to phase out coal-fired electricity.

In order to support the Government of Canada's commitment under the Paris Agreement, the Department of the Environment (the Department) published a notice of intent (NOI) in the *Canada Gazette, Part I*,<sup>7</sup> that communicated its intent to amend the Regulations to require that all coal-fired units meet the performance standard of 420 t of CO<sub>2</sub>/GWh by no later than 2030.

#### Affected units and provincial reduction measures

In 2017, there were 36 coal-fired electricity generating units operating at 16 facilities in five provinces, with a combined generating capacity of approximately 10 000 megawatts (MW).

Of the 36 units operating in 2017, 20 are expected to shut down before 2030, as they will reach their end of life under the Regulations before that year. Another unit is expected to close prematurely before 2030, due to the *Alberta Air Emission Standards for Electricity Generation*. One unit in Saskatchewan has been equipped with carbon capture and storage technology and will be able to operate past its prescribed end of life. These units would not be affected by the proposed Amendments. As a result, the total number of coal-fired units expected to operate past 2030 is 14, plus one unit that has been equipped with carbon capture and storage.

Figures 1 and 2 show the location of coal-fired electricity generating facilities and high-voltage transmission lines in Alberta and Saskatchewan, and New Brunswick and Nova Scotia, respectively.

Le gouvernement du Canada travaille avec les provinces pour accélérer la transition vers l'électricité propre. Les projets potentiels d'interconnexion de réseau électrique seront répertoriés grâce au programme de Collaboration régionale en matière d'électricité et infrastructure stratégique. Le gouvernement fédéral a également fait des investissements importants dans la croissance écologique, comme le financement fédéral pour des projets dans le cadre du Fonds pour l'infrastructure verte de 21,9 milliards de dollars et de la Banque de l'infrastructure du Canada. Afin de garantir une transition juste et équitable pour soutenir les travailleurs canadiens, les gouvernements du Canada et de l'Alberta mettront sur pied un groupe de travail, comprenant des syndicats et des entreprises, afin d'entendre les travailleurs et les collectivités.

En novembre 2017, le gouvernement du Canada s'est associé au gouvernement du Royaume-Uni pour lancer l'alliance Énergiser au-delà du charbon, une alliance mondiale visant à éliminer l'électricité produite au charbon.

Afin d'appuyer l'engagement du gouvernement du Canada pris au titre de l'Accord de Paris, le ministère de l'Environnement (le Ministère) a publié un avis d'intention dans la Partie I de la *Gazette du Canada*<sup>7</sup>, dans lequel il communiquait son intention de modifier le Règlement pour exiger que tous les groupes alimentés au charbon respectent la norme de performance de 420 t de CO<sub>2</sub>/GWh au plus tard en 2030.

#### Groupes touchés et mesures provinciales de réduction

En 2017, il y avait 36 groupes de production d'électricité alimentés au charbon, exploités à 16 installations, dans cinq provinces, qui déployaient une capacité de production combinée d'environ 10 000 mégawatts (MW).

Des 36 groupes exploités en 2017, 20 seraient fermés avant 2030 lorsqu'ils atteindront leur fin de vie utile avant cette date, conformément au Règlement. Un autre groupe fermerait prématurément avant 2030 à cause de l'*Alberta Air Emission Standards for Electricity Generation*. Un groupe en Saskatchewan a été équipé d'une technologie de captage et de stockage de carbone et pourra continuer ses opérations après sa fin de vie prescrite. Ces groupes ne seraient donc pas touchés par les modifications proposées. Ainsi, 14 groupes au charbon devraient être en activité après 2030 en plus du groupe équipé d'une technologie de captage et de stockage de carbone.

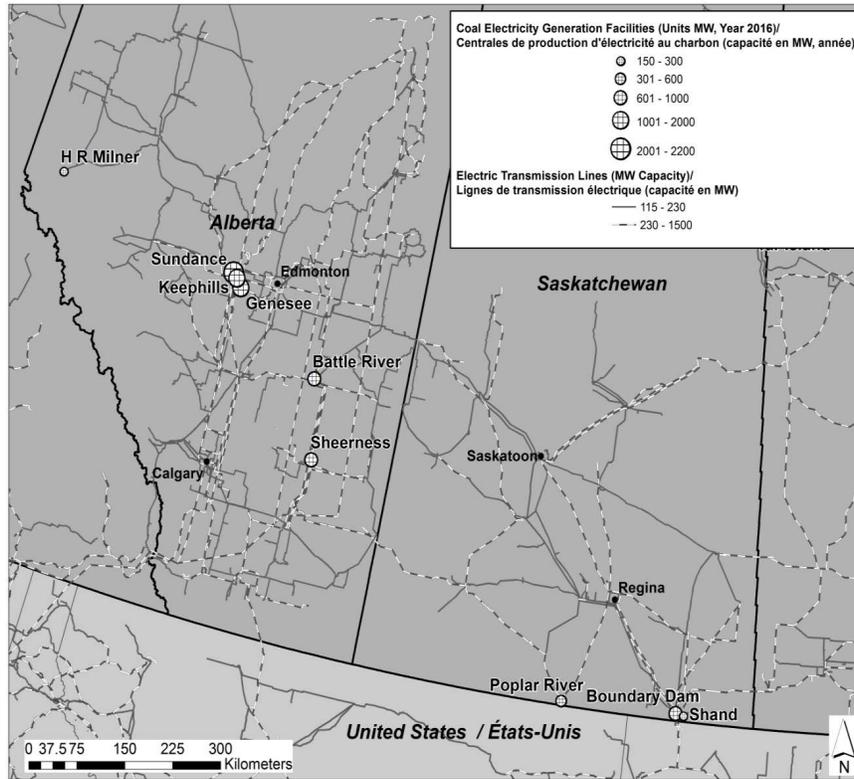
Les figures 1 et 2 indiquent les endroits où se trouvent les installations de production d'électricité alimentées au charbon et les lignes de transport à haute tension en Alberta et en Saskatchewan et au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, respectivement.

<sup>7</sup> For more information, please see <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-12-17/html/notice-avis-eng.php>.

<sup>7</sup> Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter le document suivant : <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-12-17/html/notice-avis-fra.php>.

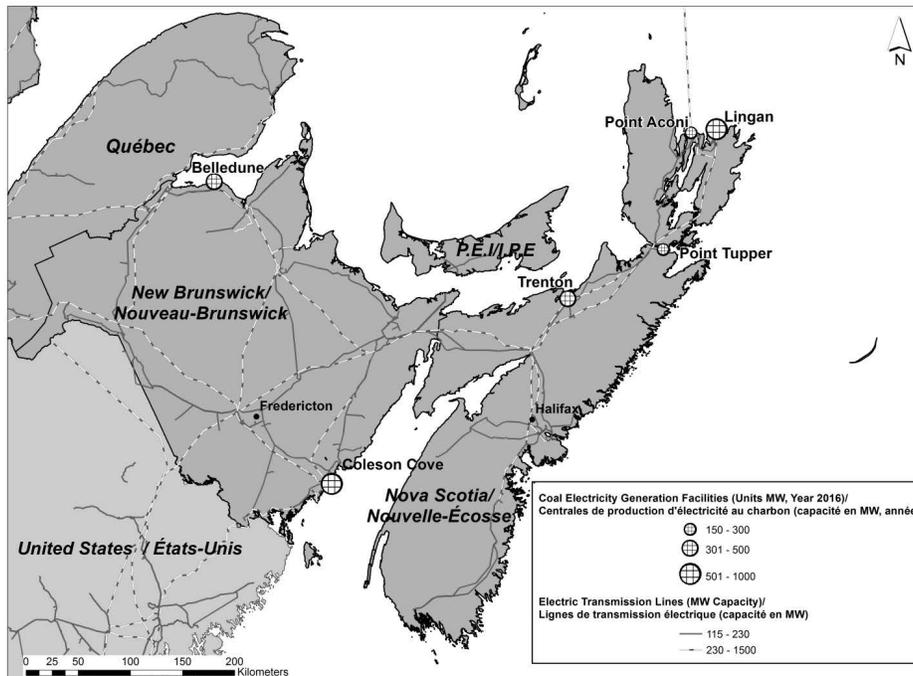
**Figure 1: Coal-fired electricity generating facilities in Alberta and Saskatchewan**

**Figure 1 : Installations de production d'électricité alimentées au charbon en Alberta et en Saskatchewan**



**Figure 2: Coal-fired electricity generating facilities in New Brunswick and Nova Scotia**

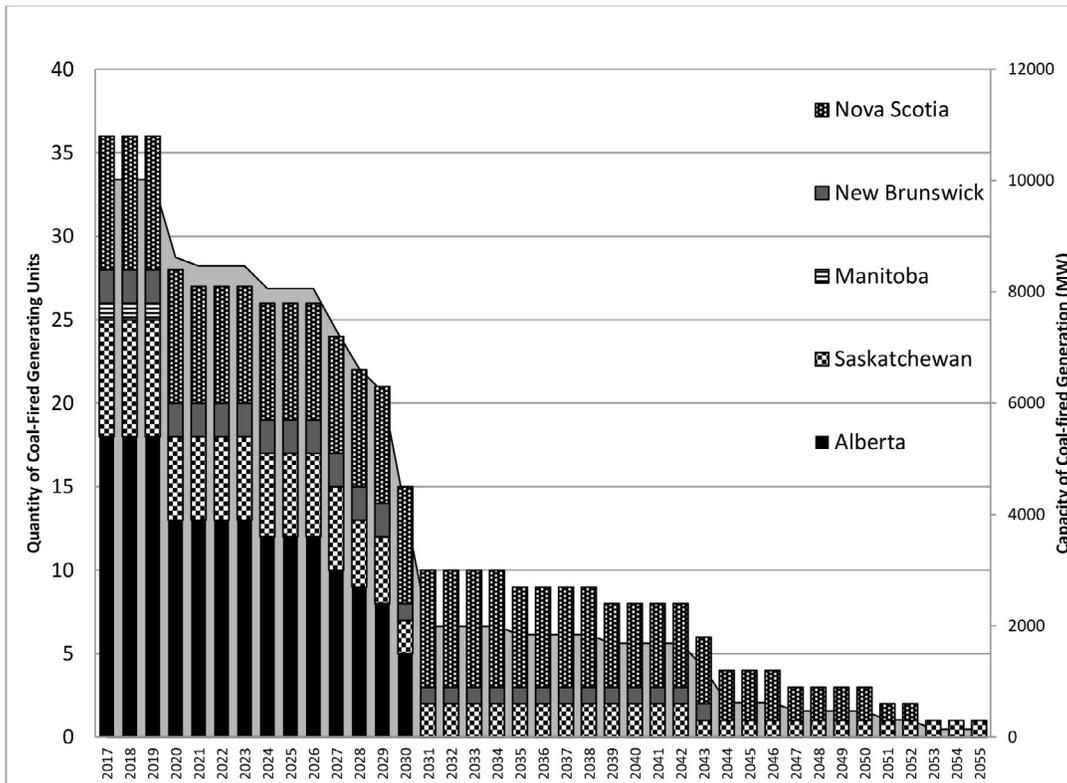
**Figure 2 : Installations de production d'électricité alimentées au charbon au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse**



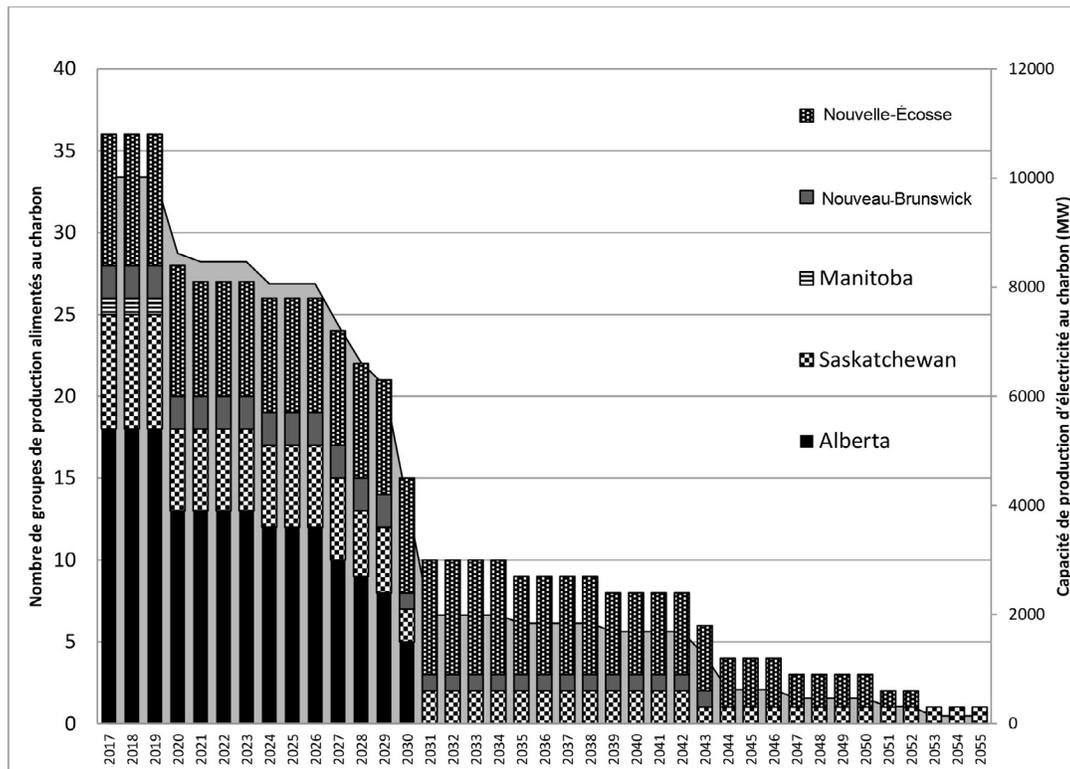
The bar graph in Figure 3 shows the number of units expected to be in operation between 2019 and 2055, in the absence of the proposed Amendments but including provincial policy announcements like Alberta’s announced closure of all coal units by the end of 2030. The area graph behind the bars shows the combined capacity of the units in operation. The right, vertical axis shows the combined capacity of coal-fired units operating in megawatts.

Le graphique à barres de la figure 3 indique le nombre de groupes qui devraient être en activité entre 2019 et 2055 en l’absence des modifications proposées, mais en application des annonces de politiques provinciales telles que l’annonce de l’Alberta concernant la fermeture de tous les groupes alimentés au charbon de la province d’ici la fin de 2030. Le graphique en aires derrière les barres indique la capacité combinée des groupes en activité. L’axe vertical de droite indique la capacité combinée des groupes alimentés au charbon en activité, en mégawatts.

**Figure 3: Forecast quantity and capacity of coal-fired generating units in Canada**



**Figure 3 : Nombre prévu de groupes de production d'électricité alimentés au charbon au Canada et la capacité associée prévue**



### Alberta

The electricity sector in Alberta is a government-organized energy market with privately owned participants. In 2016, the Government of Alberta endorsed a plan by the Alberta Electric System Operator to transition to a new market framework that includes an energy market and a capacity market. In an energy-only market, generators are paid only for the electricity supplied to the grid. With a capacity market framework, generators would be compensated to have capacity ready to dispatch electricity, whether it is supplied or not. The new framework is expected to be in place by 2021.<sup>8</sup> In 2017, there were 18 coal-fired generation units operating in Alberta, with a total capacity of 6 286 MW.

In 2015, coal-fired generating plants in Alberta accounted for 48.5% [40.7 Mt CO<sub>2</sub> equivalent (CO<sub>2</sub>e)]<sup>9</sup> of all GHG emissions from electric utility generation in Canada. Five

### Alberta

Le secteur de l'électricité en Alberta est un marché de l'énergie organisé par le gouvernement et formé de participants privés. En 2016, le gouvernement de l'Alberta a approuvé un plan présenté par l'Alberta Electric System Operator visant à faire la transition vers un nouveau cadre de marché qui englobe un marché de l'énergie et un marché de la capacité. Dans un marché purement de l'énergie, les producteurs d'électricité ne sont payés que pour l'électricité fournie au réseau. Grâce à un cadre de marché de capacité, les producteurs d'électricité seraient indemnisés pour la capacité prête à distribuer l'électricité, qu'elle soit fournie ou non. Le nouveau cadre devrait être en place d'ici 2021<sup>8</sup>. En 2017, il y avait 18 groupes de production d'électricité alimentés au charbon en exploitation en Alberta, représentant une capacité totale de 6 286 MW.

En 2015, les centrales thermiques alimentées au charbon en Alberta étaient responsables de 48,5 % [40,7 Mt d'équivalent en CO<sub>2</sub> (d'éq. CO<sub>2</sub>)]<sup>9</sup> de toutes les émissions de GES

<sup>8</sup> Electricity capacity market: <https://www.alberta.ca/electricity-capacity-market.aspx> (last accessed on July 5, 2017).

<sup>9</sup> Modelled from data reported in the United Nations Climate Change National Inventory Submission: [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/9492.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php).

<sup>8</sup> Electricity capacity market : <https://www.alberta.ca/electricity-capacity-market.aspx> (dernière consultation le 5 juillet 2017).

<sup>9</sup> Modélisé à partir des données figurant dans la soumission de l'inventaire national des Nations Unies sur les changements climatiques : [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/9492.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php).

of those units, with a combined capacity of 2 106 MW, are expected to shut down at the end of 2030.<sup>10</sup>

Under its Climate Leadership Plan (2015),<sup>11</sup> Alberta has committed to eliminating GHG emissions from coal-fired electricity generating sources by the end of 2030. This plan also imposes a carbon price of \$30 per tonne of CO<sub>2</sub> emissions on large industrial emitters (including electricity generators) starting in 2018, while also requiring that 30% of electric utility generation in the province come from renewable sources by 2030.

To reach this objective, Alberta's Renewable Electricity Program<sup>12</sup> will add 5 000 MW of wind and solar capacity by 2030, which would replace the equivalent of approximately two thirds of the electricity currently generated by coal. New natural gas-fired units are expected to replace the remaining capacity.

#### Coal to natural gas conversion

In April 2017, two firms operating coal-fired electricity generating facilities in Alberta announced their intention to convert 11 coal-fired units to natural gas-fired units beginning in 2020. Once converted, they would no longer be subject to the proposed Amendments, but would instead be subject to the proposed *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*.<sup>13</sup> The proposed regulations on natural gas-fired electricity generating units have been developed in parallel with the proposed Amendments, and would set a performance standard for all new natural gas-fired generating units as well as coal-fired generating units that have been converted to run on natural gas.

#### **Saskatchewan**

The electric utility sector in Saskatchewan is a regulated monopoly with most of the generating and transmission assets owned and operated by SaskPower, a provincial

provenant de la production d'électricité par les services publics au Canada. Cinq de ces centrales, dont la capacité combinée est de 2 106 MW, devraient être mises hors service à la fin de 2030<sup>10</sup>.

Par l'entremise du plan de leadership en matière de climat de l'Alberta (Climate Leadership Plan) [2015]<sup>11</sup>, la province s'engage à éliminer les émissions de GES provenant des sources de production d'électricité au charbon d'ici la fin de 2030. Ce plan impose également un tarif du carbone de 30 dollars la tonne d'émissions de CO<sub>2</sub> aux grands émetteurs industriels (y compris les producteurs d'électricité) à compter de 2018, tout en exigeant également que 30 % de la production d'électricité par les services publics de la province proviennent de sources renouvelables d'ici 2030.

Pour atteindre cet objectif, le Renewable Electricity Program<sup>12</sup> de l'Alberta ajoutera une capacité éolienne et solaire de 5 000 MW d'ici 2030, ce qui remplacerait l'équivalent des deux tiers, environ, de l'électricité actuellement produite par le charbon. De nouveaux groupes alimentés au gaz naturel devraient remplacer la capacité restante.

#### Conversion au gaz naturel de l'alimentation au charbon

En avril 2017, deux sociétés exploitant des installations de production d'électricité alimentées au charbon en Alberta ont annoncé leur intention de convertir au gaz naturel 11 groupes alimentés au charbon débutant en 2020. Une fois convertis, ces groupes ne seraient plus assujettis aux modifications proposées, mais seraient plutôt régis par le projet de *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*.<sup>13</sup> Le projet de règlement sur les groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel a été élaboré en parallèle avec les modifications proposées, et établirait une norme de rendement pour tous les nouveaux groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel ainsi que les groupes de production d'électricité alimentés au charbon qui ont été convertis au gaz naturel.

#### **Saskatchewan**

Le secteur des services publics de production d'électricité en Saskatchewan est un monopole réglementé, la plupart des installations de production et de transport d'énergie,

<sup>10</sup> One unit that could operate beyond 2030 under federal regulations is expected to shut down in response to the *Alberta Air Emission Standards for Electricity Generation*.

<sup>11</sup> Climate Leadership Plan: <https://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.aspx> (last accessed on May 26, 2017).

<sup>12</sup> Alberta's Renewable Electricity Program: <https://www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/>.

<sup>13</sup> *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*.

<sup>10</sup> Un groupe qui pourrait être en exploitation après 2030 en vertu de la réglementation fédérale devrait fermer en raison de l'application des normes albertaines sur les émissions atmosphériques de la production d'électricité (*Alberta Air Emission Standards for Electricity Generation*).

<sup>11</sup> Climate Leadership Plan : <https://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.aspx> (dernière consultation le 26 mai 2017).

<sup>12</sup> Renewable Electricity Program de l'Alberta : <https://www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/>.

<sup>13</sup> *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*.

crown corporation. In 2017, there were seven coal-fired electricity generation units operating in Saskatchewan, with a total capacity of 1 535 MW.

In 2015, coal-fired electricity generating facilities in Saskatchewan accounted for 14.1% (11.8 Mt CO<sub>2</sub>e)<sup>14</sup> of all GHG emissions from electric utility generation in Canada. One unit, with a capacity of 120 MW, began operating with carbon capture and storage technology in 2014. The CO<sub>2</sub> emission rate for this unit is below the performance standard limit set by the Regulations and it would not be affected by the proposed Amendments.

Two coal-fired generating units are expected to retire in 2020, another in 2028, and two more in 2030. The remaining unit, with a capacity of 276 MW is expected to retire in 2043. Most of the electricity generated by the coal units retiring before 2030 is expected to be generated by a new natural gas-fired generating unit that would begin operating in 2020. New natural gas capacity is expected to be commissioned in 2029 and 2042 to replace coal-fired units as they retire.

In November 2015, SaskPower committed to having 50% of electric generating capacity from renewable sources by 2030, with about 30% generated by wind power.<sup>15</sup>

### **Manitoba**

There is one coal-fired generating unit in operation in Manitoba, used only for emergency operations. It is expected to shut down permanently in 2020.

### **New Brunswick**

The electric utility generation sector in New Brunswick is a regulated monopoly with NB Power, a provincial Crown corporation, responsible for generation, transmission and distribution of most electricity in the province. In 2015, coal or petroleum coke-fired electricity generating units in

de même que l'exploitation, appartenant à SaskPower, une société d'État provinciale. En 2017, sept groupes de production d'électricité alimentés au charbon étaient en activité en Saskatchewan, avec une capacité totale de 1 535 MW.

En 2015, les installations de production d'électricité alimentées au charbon en Saskatchewan produisaient 14,1 % (11,8 Mt d'éq. CO<sub>2</sub>)<sup>14</sup> de toutes les émissions de GES provenant de la production d'électricité par les services publics au Canada. Un groupe, d'une capacité de 120 MW, a commencé ses activités en 2014 en employant une technologie de captage et de séquestration du carbone. Le taux d'émissions de CO<sub>2</sub> de ce groupe s'est révélé inférieur à la limite de la norme de rendement établie par le Règlement et le groupe ne serait pas touché par les modifications proposées.

Deux groupes de production au charbon seraient mis hors service en 2020, un autre en 2028, et deux autres en 2030. Le groupe restant, dont la capacité est de 276 MW, devrait être mis hors service en 2043. La majeure partie de l'électricité produite par les groupes alimentés au charbon qui seront mis hors service avant 2030 devrait être produite par un nouveau groupe de production d'électricité alimenté au gaz naturel qui commencerait ses activités en 2020. De la nouvelle capacité de production d'électricité au gaz naturel devrait être mise en service en 2029 et en 2042 pour remplacer les groupes alimentés au charbon à mesure qu'ils seront mis hors service.

En novembre 2015, SaskPower s'est engagée à ce que 50 % de sa capacité de production d'électricité provienne de sources renouvelables d'ici 2030, dont environ 30 % à partir de l'énergie éolienne<sup>15</sup>.

### **Manitoba**

Il existe un groupe de production d'électricité alimenté au charbon en exploitation au Manitoba et il sert uniquement en cas d'urgence. Il devrait être mis hors service de façon permanente en 2020.

### **Nouveau-Brunswick**

Le secteur des services publics de la production d'électricité au Nouveau-Brunswick est un monopole réglementé. NB Power, une société d'État provinciale, est responsable de la production, du transport et de la distribution de la majeure partie de l'électricité de la province. En 2015, les

<sup>14</sup> Modelled from data reported in the United Nations Climate Change National Inventory Submission: [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/9492.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php).

<sup>15</sup> SaskPower Renewables Roadmap: <http://www.saskpower.com/our-power-future/renewables-roadmap/>.

<sup>14</sup> Modélisé à partir des données figurant dans la soumission de l'inventaire national des Nations Unies sur les changements climatiques : [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/9492.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php).

<sup>15</sup> SaskPower Renewables Roadmap : <http://www.saskpower.com/our-power-future/renewables-roadmap/>.

New Brunswick accounted for 3.5% (2.9 Mt CO<sub>2</sub>e)<sup>16</sup> of all GHG emissions from electric utility generation in Canada.

In 2017, New Brunswick had two coal-fired electricity generating units in operation with a total capacity of 837 MW. One of the two units, with a capacity of 357 MW is fuelled by petroleum coke with heavy fuel oil and is expected to shut down in 2029, whereas the remaining unit, with a capacity of 480 MW, is expected to shut down in 2044.

In 2015, New Brunswick passed regulations under its *Electricity Act* that require that 40% of in-province electricity sales come from renewable sources by 2020. Until then, in-province electricity sales from renewable sources must meet or exceed the 2012–2013 proportion, about 28%.<sup>17</sup>

### **Nova Scotia**

The electricity sector is a regulated monopoly in Nova Scotia, with most electricity generation and transmission assets owned by Nova Scotia Power Inc., a privately owned utility.

In 2017, Nova Scotia had eight coal-fired electricity generation units, with a total capacity of 1 247 MW. Under the existing regulation, six of these eight units have end-of-life dates before 2030, but Nova Scotia entered into an equivalency agreement with the federal government, which suspended the application of the Regulations in the province.<sup>18</sup> As a result, seven of the eight units (1 094 MW) are expected to operate beyond 2030.

groupes de production d'électricité alimentés au charbon ou au coke de pétrole au Nouveau-Brunswick produisaient 3,5 % (2,9 Mt d'éq. CO<sub>2</sub>)<sup>16</sup> de toutes les émissions de GES provenant de la production d'électricité par les services publics au Canada.

En 2017, le Nouveau-Brunswick disposait de deux groupes de production d'électricité alimentés au charbon en exploitation, dont la capacité totale s'élevait à 837 MW. L'un des deux groupes, d'une capacité de 357 MW, est alimenté au coke de pétrole avec mazout lourd, et devrait être mis hors service en 2029, tandis que l'autre groupe, dont la capacité est de 480 MW, devrait être mis hors service en 2044.

En 2015, le Nouveau-Brunswick a adopté un règlement pris en application de sa *Loi sur l'électricité* qui exige que 40 % des ventes d'électricité réalisées à l'intérieur de la province proviennent de sources renouvelables d'ici 2020. Jusque là, les ventes d'électricité réalisées à l'intérieur de la province provenant de sources renouvelables doivent être équivalentes ou supérieures à la proportion de 2012-2013, soit environ 28 %<sup>17</sup>.

### **Nouvelle-Écosse**

Le secteur de l'électricité est un monopole réglementé en Nouvelle-Écosse, la plupart des installations de production et de transport de l'électricité appartenant à Nova Scotia Power Inc., une entreprise de services publics exploitée par des intérêts privés.

En 2017, la Nouvelle-Écosse possédait huit groupes de production d'électricité alimentés au charbon, d'une capacité totale de 1 247 MW. En vertu du règlement actuellement en vigueur, la vie utile de six de ces huit groupes arrivera à son terme avant 2030, mais la Nouvelle-Écosse a conclu un accord d'équivalence avec le gouvernement fédéral, résultant dans la suspension de l'application du Règlement dans la province<sup>18</sup>. Par conséquent, sept des huit groupes (1 094 MW) devraient rester en exploitation au-delà de 2030.

<sup>16</sup> Modélisé à partir des données figurant dans la soumission de l'inventaire national des Nations Unies sur les changements climatiques : [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/9492.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php).

<sup>17</sup> A note on the Mactaquac Hydroelectric Dam: Concrete portions of the Mactaquac Hydroelectric Dam are affected by alkali-aggregate reaction, which causes the concrete to swell and crack and requires substantial annual maintenance and repairs. Because of this, the dam's expected useful life was reduced from 100 years to 63 years and it was expected to shut down in 2031. In December 2016, NB Power proposed a plan to keep the dam operational until approximately 2068, the original intended lifespan of the facility. For this analysis, the dam is still expected to shut down in 2031.

<sup>18</sup> Canada-Nova Scotia equivalency agreement regarding greenhouse gas emissions from electricity producers: <https://ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=En&n=775586DB-1>.

<sup>16</sup> Modélisé à partir des données figurant dans la soumission de l'inventaire national des Nations Unies sur les changements climatiques : [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/9492.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php).

<sup>17</sup> Note concernant le barrage hydroélectrique de Mactaquac : Les parties en béton du barrage hydroélectrique de Mactaquac sont perturbées par la réaction alcalis-granulats, qui fait enfler et fissurer le béton et exige des réparations et un entretien annuels importants. C'est pourquoi la vie utile prévue de ce barrage a été réduite, passant de 100 ans à 63 ans, et que sa mise hors service était prévue pour 2031. En décembre 2016, la NB Power a proposé un plan visant à maintenir le barrage opérationnel jusqu'à environ 2068, la durée de vie initialement prévue pour l'installation. Aux fins de la présente analyse, on prévoit quand même la mise hors service du barrage pour 2031.

<sup>18</sup> Accord d'équivalence Canada-Nouvelle-Écosse concernant les émissions de gaz à effet de serre des producteurs d'électricité : <https://ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=Fr&n=775586DB-1>.

In 2015, coal-fired units in Nova Scotia accounted for 7.2% (6 Mt CO<sub>2</sub>e)<sup>19</sup> of all GHG emissions from electric utility generation in Canada.

As part of the equivalency agreement, Nova Scotia amended its *Environment Act* in 2013 to include GHG emission caps for electricity utility generation. Total GHG emissions from electricity utility generation are capped at 4.5 Mt CO<sub>2</sub>e, for the year 2030. Under its 2009 Climate Change Action Plan, 2009 Energy Strategy, and 2010 Renewable Electricity Plan, Nova Scotia committed to transitioning from coal to more renewable energy sources. These policies required Nova Scotia Power Inc. to obtain 25% of electricity from renewable energy sources by 2015, and to increase this minimum to 40% by 2020.

### Issues

GHG emissions pose a risk to the health, environment, and overall welfare of Canadians by contributing to climate change. Coal-fired electricity generating units are the highest emitting stationary sources of harmful GHGs and air pollutants in Canada, accounting for nearly 9% of total national GHG emissions in 2015, 23% of total national emissions of sulphur oxides, 6% of nitrogen oxides, and 17% of mercury.<sup>20</sup> Although Canada has taken action to reduce GHG and air pollutant emissions from coal-fired electricity generating units, making a meaningful contribution to achieving its Paris Agreement commitment would require these reductions to occur earlier than would be expected under existing Regulations. The proposed Amendments are one of many actions identified in the Pan-Canadian Framework for achieving Canada's Paris Agreement commitment.

### Objectives

The objective of the proposed Amendments is to ensure that the permanent transition from high-emitting electricity sources to low- or non-emitting sources is achieved by 2030, which would further contribute to the protection of the environment and the health of Canadians, as well as help Canada fulfill its Paris Agreement commitment to reduce its 2005 levels of GHG emissions by 30% by 2030.

En 2015, les groupes alimentés au charbon en Nouvelle-Écosse produisaient 7,2 % (6 Mt d'éq. CO<sub>2</sub>)<sup>19</sup> de toutes les émissions de GES provenant de la production d'électricité par les services publics au Canada.

Dans le cadre de l'accord d'équivalence, la Nouvelle-Écosse a modifié son *Environment Act* en 2013 pour y inclure des plafonds d'émissions de GES pour les services publics d'électricité. Les émissions totales de GES provenant des services publics d'électricité sont plafonnées à 4,5 Mt d'éq. CO<sub>2</sub> pour l'année 2030. Dans son plan d'action sur les changements climatiques de 2009, la stratégie énergétique de 2009 et le plan de l'électricité renouvelable de 2010, la Nouvelle-Écosse s'engage à entreprendre une transition du charbon vers des sources d'énergie plus durables. Ces politiques exigeaient que Nova Scotia Power Inc. obtienne 25 % de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'ici 2015 et que ce minimum augmente à 40 % d'ici 2020.

### Enjeux

En contribuant aux changements climatiques, les émissions de GES posent un risque pour la santé, l'environnement et le bien-être général des Canadiens. Les groupes de production d'électricité alimentés au charbon sont les sources fixes qui émettent le plus de GES et de polluants atmosphériques nocifs au Canada, produisant près de 9 % des émissions totales nationales de GES en 2015, 23 % d'oxydes de soufre, 6 % d'oxydes d'azote et 17 % de mercure<sup>20</sup>. Bien que le Canada ait pris des mesures pour réduire les émissions de GES et de polluants atmosphériques provenant des groupes de production d'électricité alimentés au charbon, il faudrait, pour contribuer de façon importante au respect de son engagement à l'égard de l'Accord de Paris, atteindre ces objectifs de réduction plus tôt que ne le prévoit le règlement en vigueur. Les modifications proposées sont l'une des nombreuses mesures retenues dans le Cadre pancanadien pour respecter l'engagement du Canada à l'égard de l'Accord de Paris.

### Objectifs

Les modifications proposées visent à faire en sorte que la transition permanente des sources d'électricité produisant beaucoup d'émissions vers des sources à émissions faibles ou nulles soit accomplie d'ici 2030, ce qui contribuerait davantage à la protection de l'environnement et de la santé des Canadiens, et aiderait le Canada à respecter son engagement à l'égard de l'Accord de Paris, qui consiste à réduire d'ici 2030 ses émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005.

<sup>19</sup> Modelled from data reported in the United Nations Climate Change National Inventory Submission [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/9492.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php).

<sup>20</sup> According to Environment and Climate Change Canada's Air Pollutant Emission Inventory: <http://www.ec.gc.ca/pollution/default.asp?lang=En&n=E96450C4-1>.

<sup>19</sup> Modélisé à partir des données figurant dans la soumission de l'inventaire national des Nations Unies sur les changements climatiques : [http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/9492.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/9492.php).

<sup>20</sup> Selon l'Inventaire des émissions de polluants atmosphériques d'Environnement et Changement climatique Canada : <http://www.ec.gc.ca/pollution/default.asp?lang=Fr&n=E96450C4-1>.

## **Description**

Under the Regulations, the performance standard of 420 t of CO<sub>2</sub>/GWh of electricity produced applies to new coal-fired electricity generating units commissioned after July 1, 2015, and existing units that have reached their end-of-life date as defined by the Regulations. The proposed Amendments would require all new and existing units to comply with the performance standard after 50 years of operation, or by 2030, whichever comes first.

## **Regulatory and non-regulatory options considered**

In order to achieve the objective of ensuring a permanent transition from high-emitting to low- or non-emitting sources of electricity generation by 2030, the Department considered the following options:

### **Status quo approach**

Emissions of CO<sub>2</sub> from coal-fired generating units are regulated under the Regulations, whereby high-emitting coal-fired units could continue operating beyond 2040. Allowing high-emitting coal-fired units to operate would require other sectors to reduce GHG emissions in order to meet Canada's 2030 emission target. Federal and provincial governments would be required to develop policies to reduce emissions from other sectors where the marginal abatement cost would be much higher than the cost for emission reductions from the coal-fired electricity generating units. This would result in an unnecessary loss of social welfare.

### **Voluntary measures**

Voluntary (or alternative) measures are less prescriptive than a regulatory approach. For example, under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA), a Pollution Prevention Plan (P2 Plan) is a voluntary agreement for the use of processes, practices, materials, products, substances or energy that avoids or minimizes the creation of pollutants and waste and reduces the overall risk to the environment or to human health.

The Risk Management Objective (RMO) identified in a P2 Plan planning notice is not enforceable under CEPA. Persons subject to a P2 Plan planning notice must consider the RMO in the preparation and implementation of their plans, but they would not be held accountable under the law if it is not met. P2 Plan planning notices are therefore not as prescriptive nor as stringent as regulations. A regulatory approach would ensure that the requirements

## **Description**

En vertu du Règlement, la norme de rendement de 420 t de CO<sub>2</sub>/GWh d'électricité produite s'applique aux nouveaux groupes de production d'électricité alimentés au charbon mis en service après le 1<sup>er</sup> juillet 2015 et aux groupes existants ayant atteint leur fin de vie utile, tel qu'il est défini dans le Règlement. Les modifications proposées obligeraient tous les groupes nouveaux ou existants à se conformer à la norme de rendement après 50 ans de leur mise en service ou d'ici 2030, selon la première éventualité.

## **Options réglementaires et non réglementaires considérées**

Afin d'atteindre l'objectif d'assurer une transition permanente de sources d'émissions élevées à des sources plus faibles ou nulles d'ici 2030, le Ministère a considéré les options suivantes :

### **Statu quo**

Les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de groupes alimentés au charbon des services publics sont réglementées par le Règlement, où l'exploitation des groupes alimentés au charbon à émissions élevées pourrait se poursuivre au-delà de 2040. Permettre aux groupes alimentés au charbon à émissions élevées d'exercer leurs activités exigerait que d'autres secteurs réduisent leurs émissions de GES afin que le Canada atteigne son objectif en matière d'émissions pour 2030. Les gouvernements fédéral et provinciaux seraient contraints d'élaborer des politiques visant à réduire les émissions des autres secteurs où le coût marginal de réduction serait beaucoup plus élevé que le coût de la réduction des émissions provenant des groupes de production d'électricité alimentés au charbon, ce qui entraînerait une perte non essentielle de bien-être collectif.

### **Mesures facultatives**

Les mesures facultatives (ou de rechange) sont moins prescriptives qu'une approche réglementaire. Par exemple, sous la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE], un plan de prévention de la pollution (plan P2) est une entente facultative pour l'utilisation de procédés, de pratiques, de matériels, de produits, de substances ou d'énergie, qui évite ou réduit au minimum la création de polluants et de déchets et réduit le risque général pour l'environnement et la santé humaine.

L'objectif de la gestion du risque (OGR) identifié dans un avis de planification d'un plan P2 n'est pas contraignant sous la LCPE. Les personnes assujetties à un avis de planification d'un plan P2 doivent tenir compte de l'OGR dans la préparation et l'implantation de leurs plans, mais ne seraient pas tenues responsables devant la loi. Les avis de planification de plan P2 sont donc moins prescriptifs et moins rigoureux que la réglementation. Une approche

of the proposed Amendments are met and that such reductions help contribute to Canada's commitment under the Paris Agreement.

A P2 Plan could not provide assurance of significant emission reductions in the desired time frame, nor the level of certainty needed to support industry investment in lower- or non-emitting sources of electricity generation.

### **Cap-and-trade system**

In a cap-and-trade system, a mandatory limit is set for allowable cumulative emissions from the covered community. Participants then trade emission permits (or allowances) in a market system to maximize profits without polluting above the cap.

Cap-and-trade systems are applied to GHG emissions in Ontario<sup>21</sup> and Quebec.<sup>22</sup> These are stand-alone regional cap-and-trade programs that may eventually be integrated with each other and other markets in North America, through the Western Climate Initiative, for example.<sup>23</sup> The European Union's Emission Trading System has been operating since 2005 and is the world's largest GHG emission trading scheme.

A cap-and-trade system would not achieve the objective of a complete phase-out of coal-fired electricity generation units in Canada within the desired time frame, nor would it provide the necessary policy certainty required to support industry investments in lower- or non-emitting sources of electricity generation.

### **Pricing of GHG emissions**

The first pillar of the Pan-Canadian Framework is pricing carbon pollution across Canada, and a key element of nationwide carbon pricing is the federal carbon pricing backstop.<sup>24</sup> Coal-fired electricity generating units would be subject to carbon pricing in all provinces with the federal backstop system in place, starting in 2018. Even though provincial and federal carbon pricing systems are either in place or being developed, the proposed Amendments have been included in the Pan-Canadian

réglementaire permet d'assurer la conformité aux exigences des modifications proposées et que de telles réductions contribuent aux engagements du Canada pris au titre de l'Accord de Paris.

Un plan P2 ne pourrait donner ni l'assurance de réductions significatives d'émissions dans les délais voulus, ni le niveau de certitude nécessaire pour appuyer les investissements de l'industrie dans des sources de génération d'électricité à émissions plus faibles ou nulles.

### **Système de plafonnement et d'échange**

Dans un système de plafonnement et d'échange, une limite obligatoire est établie pour les émissions cumulatives admissibles provenant de la collectivité visée. Les participants échangent alors des permis (ou des droits) d'émission dans un système commercial afin de maximiser les profits sans polluer au-delà du plafond.

Des systèmes de plafonnement et d'échange sont déjà appliqués en Ontario<sup>21</sup> et au Québec<sup>22</sup>. Ces programmes régionaux autonomes de plafonnement et d'échange, qui pourraient éventuellement intégrer l'un à l'autre et à d'autres marchés en Amérique du Nord grâce à la Western Climate Initiative par exemple, ont été mis en œuvre<sup>23</sup>. Le Système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne est en application depuis 2005 et constitue le plus grand régime d'échange d'émissions de GES au monde.

Un système de plafonnement et d'échange ne permettrait pas d'atteindre l'objectif de l'élimination complète des groupes de production d'électricité alimentés au charbon dans les délais voulus, ni d'assurer la certitude réglementaire nécessaire pour appuyer les investissements de l'industrie dans des sources de génération d'électricité à émissions plus faibles ou nulles.

### **Tarification des émissions de GES**

Le premier pilier du Cadre pancanadien est l'établissement d'un prix du carbone à l'échelle du Canada, et un élément clé de cet établissement est le filet de sécurité fédéral<sup>24</sup>. À partir de 2018, les groupes de production d'électricité alimentés au charbon seraient assujettis à cette tarification dans toutes les provinces où le filet de sécurité fédéral est en place. Même lorsque des programmes de tarification du carbone fédéral et provinciaux sont soit en place, soit en élaboration, les modifications

<sup>21</sup> O. Reg. 144/16: The cap and trade program: <https://www.ontario.ca/laws/regulation/160144>.

<sup>22</sup> Quebec's Cap-and-Trade System for Emission Allowances: <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/in-brief.pdf>.

<sup>23</sup> The WCI Cap & Trade Program: <http://www.westernclimateinitiative.org/the-wci-cap-and-trade-program>.

<sup>24</sup> Technical paper: federal carbon pricing backstop: <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/technical-paper-federal-carbon-pricing-backstop.html>.

<sup>21</sup> Règl. de l'Ont. 144/16 : Le programme de plafonnement et d'échange : <https://www.ontario.ca/fr/lois/reglement/160144>.

<sup>22</sup> Le Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/en-bref.pdf>.

<sup>23</sup> The WCI Cap & Trade Program : <http://www.westernclimateinitiative.org/the-wci-cap-and-trade-program>.

<sup>24</sup> Document technique relatif au filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/document-technique-filet-securite-federal-tarification-carbone.html>.

Framework as a complementary climate action that would achieve deeper, faster emission reductions than carbon pricing alone.

Existing and planned carbon pricing systems implemented by provincial and federal governments would reduce emissions from coal-fired electricity generation units, but the complete phase-out of conventional coal-fired electricity would be no sooner than in the baseline scenario.

### **Regulated approach under CEPA**

Reducing GHG emissions to the level required to meet the 2030 target will require reductions from all sectors of the economy. The proposed Amendments are one of many measures taken to meet this target. The regulated approach leverages the existing regulatory framework to ensure that the permanent transition from high-emitting coal-fired electricity generating sources to lower- or non-emitting sources is accomplished within the desired time frame. It is designed to provide regulatory certainty to allow electric utility generators to adjust capital investment plans.

### **Benefits and costs**

Between 2019 and 2055, the expected reduction in GHG emissions<sup>25</sup> from electric utility generation as a result of the proposed Amendments is approximately 100 Mt, which would result in avoided climate change damages valued at \$3.6 billion.<sup>26</sup> Another benefit of the proposed Amendments would be a reduction in air pollutant emissions, which would result in air quality improvements valued at \$1.3 billion, bringing the total benefit to \$4.9 billion. The total cost for complying with the proposed Amendments is \$2.2 billion, resulting in a net benefit of \$2.7 billion.

As shown in Figure 4, the most significant costs would be carried around 2029 for commissioning new capacity to replace coal-fired generating units and in 2030 for decommissioning units that have reached their amended

proposées ont été incluses dans le Cadre pancanadien comme une mesure climatique complémentaire qui permettrait des réductions d'émissions plus profondes et plus rapides que la tarification du carbone à elle seule.

Les systèmes existants ou en planification de tarification du carbone implantés par les gouvernements provinciaux et fédéral réduiraient les émissions des groupes de production d'électricité alimentés au charbon, mais l'élimination complète de l'électricité traditionnelle au charbon ne surviendrait pas de manière plus hâtive que dans le scénario de base.

### **Approche réglementée en vertu de la LCPE**

Réduire les émissions de GES au niveau requis pour atteindre l'objectif de 2030 demandera des réductions de tous les secteurs de l'économie. Les modifications proposées sont l'une des nombreuses mesures prises pour atteindre cet objectif. L'approche réglementée s'appuie sur le cadre réglementaire existant afin de garantir que la transition permanente des sources de production d'électricité alimentées au charbon à émissions élevées vers des sources à émissions plus faibles ou nulles est réalisée dans les délais visés. Elle est conçue pour offrir une certitude réglementaire afin de permettre aux producteurs d'électricité des services publics d'ajuster leurs plans de dépenses en immobilisations.

### **Avantages et coûts**

De 2019 à 2055, la réduction prévue des émissions de GES<sup>25</sup> provenant de la production d'électricité par les services publics découlant des modifications proposées serait d'environ 100 Mt, ce qui permettrait d'éviter des dommages attribuables aux changements climatiques évalués à 3,6 milliards de dollars<sup>26</sup>. Un autre avantage des modifications proposées serait une réduction des émissions de polluants atmosphériques, ce qui entraînerait une amélioration de la qualité de l'air évaluée à 1,3 milliard de dollars, ce qui mène à une économie totale de 4,9 milliards de dollars. Le coût total de la conformité aux modifications proposées étant de 2,2 milliards de dollars, l'avantage net serait de 2,7 milliards de dollars.

Comme l'indique la figure 4, les coûts seraient les plus importants vers l'an 2029 pour la mise en service de nouvelle capacité pour remplacer les groupes de production d'électricité alimentés au charbon et en 2030, pour la mise

<sup>25</sup> CO<sub>2</sub> accounts for the vast majority (>99%) of GHG emissions from the coal-fired electricity generating units in Canada.

<sup>26</sup> All values are measured relative to 2016 price levels using Canadian dollars. A social discount rate of 3% is used for estimating the present value of the costs and benefits, as recommended in the Treasury Board Secretariat's Canadian Cost-Benefit Analysis Guide. Costs and benefits have been discounted to show present value in 2017. A sensitivity analysis of the discount rate was conducted to test the robustness of the results.

<sup>25</sup> Le CO<sub>2</sub> représente la grande majorité (> 99 %) des émissions de GES provenant des groupes de production d'électricité alimentés au charbon au Canada.

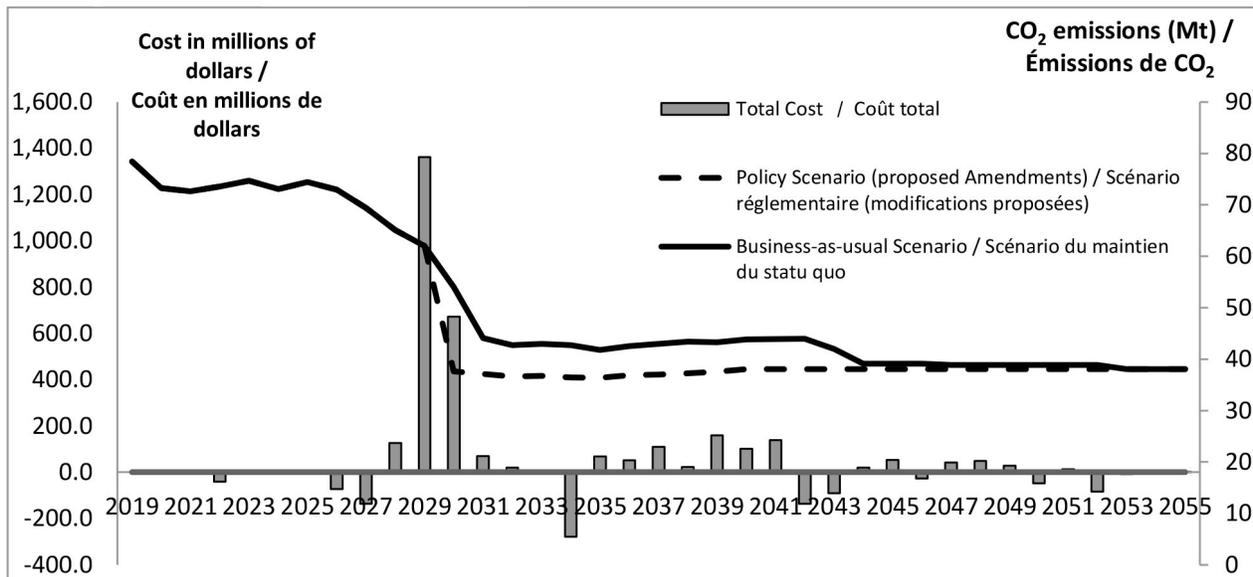
<sup>26</sup> Un taux d'actualisation public de 3 % a été utilisé pour estimer la valeur actuelle des coûts et des avantages en dollars de 2016, comme recommandé dans le Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada du Secrétariat du Conseil du Trésor. Les coûts et les avantages sont actualisés afin de démontrer la valeur actuelle en 2017. Une analyse de sensibilité du taux d'actualisation a également été réalisée dans le but d'évaluer la solidité des résultats.

end-of-life. Those costs would be partly offset later, by the avoided costs of replacement capacity, had those units operated until their end-of-life. Early replacement would also result in incrementally higher annual generating costs in subsequent years, as utilities would be required to supply electricity from a more expensive source.

hors service des groupes qui ont atteint leur fin de vie. Ces coûts seraient partiellement contrebalancés plus tard par les coûts évités par le remplacement de la capacité, si ces groupes avaient été en activité jusqu'à la fin de leur vie utile. Le remplacement hâtif entraînerait également des coûts annuels de production progressivement plus élevés dans les années ultérieures, car les installations seraient tenues de fournir de l'électricité à partir de sources plus coûteuses.

**Figure 4: Baseline scenario and policy scenario CO<sub>2</sub> emissions and compliance costs by year**

**Figure 4 : Coûts annuels des émissions de CO<sub>2</sub> et de la conformité dans le scénario de base et le scénario réglementaire**



**Analytic framework**

The benefits and costs associated with the proposed Amendments have been assessed in accordance with the Treasury Board Secretariat (TBS) Canadian Cost-Benefit Analysis Guide,<sup>27</sup> which includes identifying, quantifying and, where possible, monetizing the impacts associated with the policy. The incremental impacts of the proposed Amendments are determined by comparing the electricity sector *without* the proposed Amendments (the baseline scenario), and *with* the proposed Amendments (the policy scenario). The baseline scenario includes provincial regulations, such as Alberta’s Climate Leadership Plan, and programs that influence electricity generation in the provinces, including their announced regulatory timelines and application of a price on carbon.

**Cadre analytique**

Les avantages et les coûts associés aux modifications proposées ont été évalués conformément au Guide d’analyse coûts-avantages pour le Canada<sup>27</sup> du Secrétariat du Conseil du Trésor (SCT), qui consiste à déterminer, à quantifier et, dans la mesure du possible, à monétiser les impacts associés au règlement. Les impacts différentiels des modifications proposées sont déterminés par comparaison du secteur de l’électricité *sans* les modifications proposées (le scénario de base) et *avec* les modifications proposées (le scénario réglementaire). Le scénario de base comprend la réglementation provinciale, telle que le plan de leadership en matière de climat de l’Alberta, et les programmes qui influent sur la production d’électricité des provinces, y compris leurs calendriers réglementaires annoncés et l’application d’une tarification du carbone.

The key impacts of the proposed Amendments are demonstrated in the logic model below (Figure 5). The central analysis considers the benefits and costs of

Les principaux impacts des modifications proposées sont indiqués dans le modèle logique ci-dessous (figure 5). Dans l’analyse centrale, on examine les avantages et les

<sup>27</sup> Canadian Cost-Benefit Analysis Guide: <https://www.tbs-sct.gc.ca/rtrap-parfa/analys/analys-eng.pdf>.

<sup>27</sup> Guide d’analyse coûts-avantages pour le Canada : <https://www.tbs-sct.gc.ca/rtrap-parfa/analys/analys-fra.pdf>.

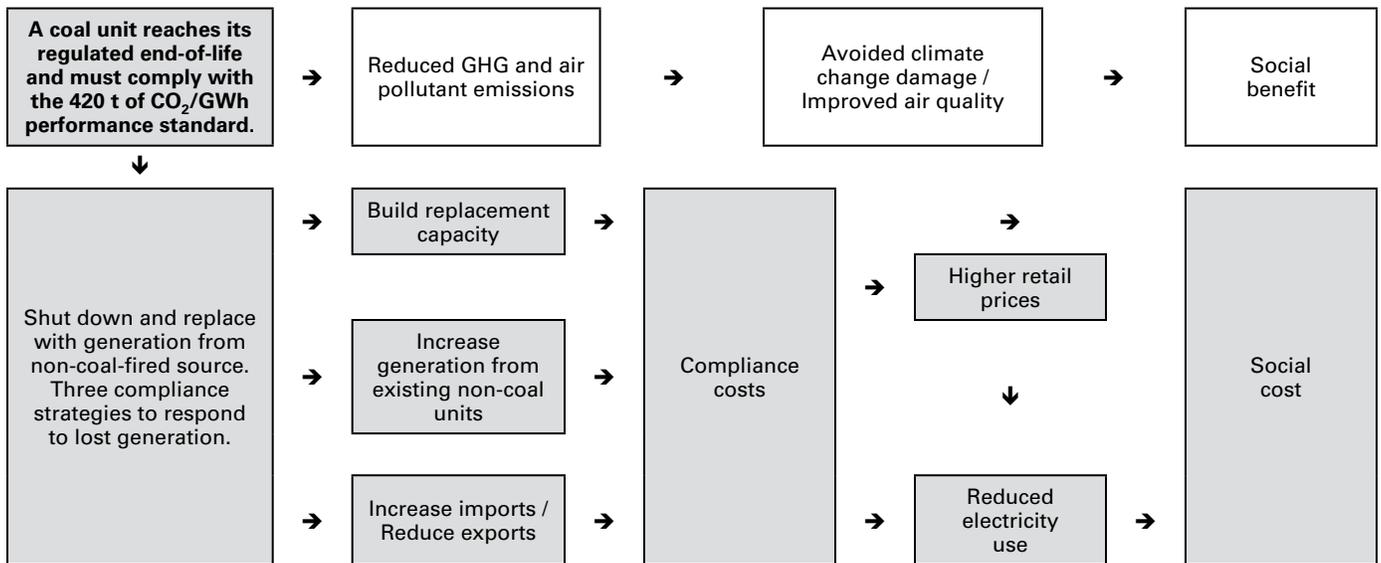
replacing generating capacity earlier in the policy scenario than in the baseline scenario. The difference between the two is reported as the net benefits of the proposed Amendments.

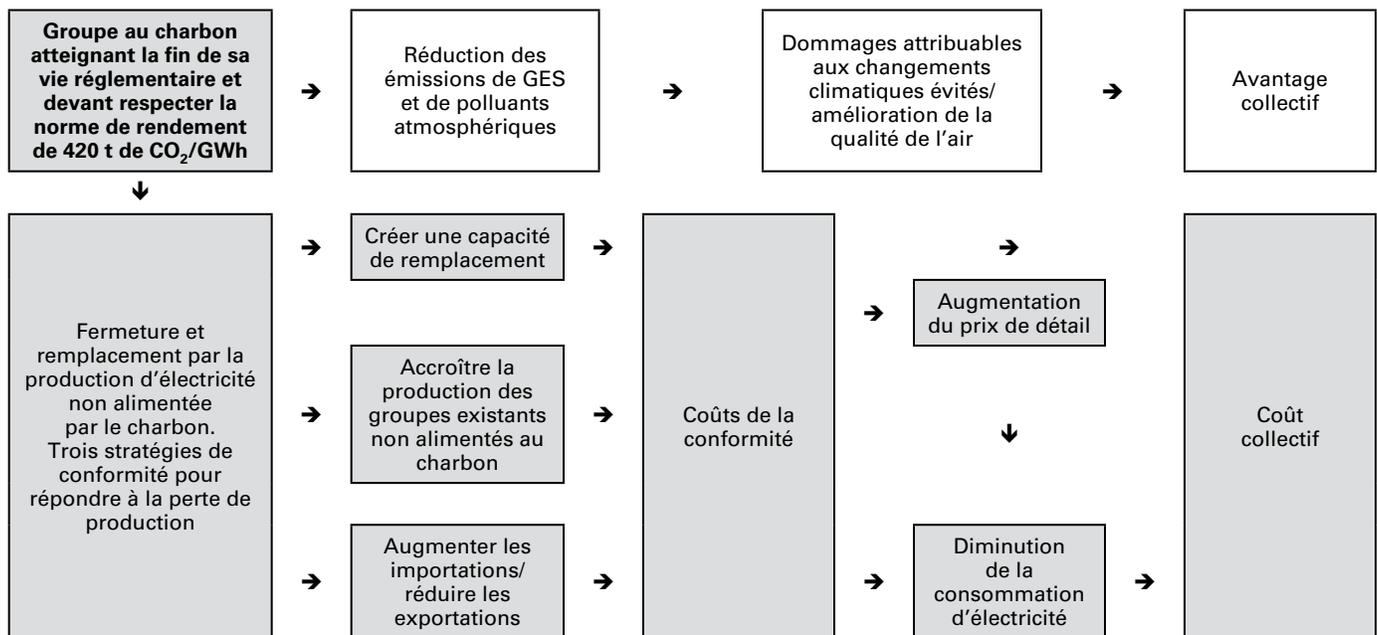
Accelerating the closure of coal-fired generating units would reduce GHG and air pollutant emissions from the electricity sector, which would result in avoided climate change damage in the future and improved air quality. Compliance with the proposed Amendments would result in higher costs to supply customers with electricity in the policy scenario relative to the baseline scenario. Consumers would respond to higher prices by using less electricity in the policy scenario than in the baseline scenario, which would reduce consumer welfare. The compliance costs to electricity providers and welfare loss of consumers would be the social cost of the proposed Amendments.

coûts de remplacer la capacité de production plus tôt dans le scénario réglementaire que dans le scénario de base. La différence entre les deux serait les avantages nets des modifications proposées.

L'accélération de la fermeture des groupes de production au charbon aurait pour résultat une réduction des émissions de GES et de polluants atmosphériques du secteur de l'électricité, ce qui permettrait d'éviter des dommages attribuables aux changements climatiques dans le futur et une amélioration de la qualité de l'air. La conformité aux modifications proposées se traduirait par une hausse des coûts pour fournir de l'électricité aux consommateurs dans le scénario réglementaire par rapport au scénario de base. Dans le scénario réglementaire, les consommateurs répondraient à la hausse des prix en consommant moins d'électricité que dans le scénario de base, ce qui réduirait le bien-être du consommateur. Les coûts de la conformité pour les fournisseurs d'électricité et la perte de bien-être des consommateurs seraient le coût collectif des modifications proposées.

**Figure 5: Logic model for the analysis of the proposed Amendments**



**Figure 5 : Modèle logique pour l'analyse des modifications proposées**

The baseline and policy scenarios were based on Canada's 2016 greenhouse gas emissions reference case<sup>28</sup> and updated through consultation with stakeholders, as well as with counterparts in federal departments and provincial ministries.

The modelled scenarios were based on information available in March 2017 in order to allow sufficient time for multiple stages of modelling and data processing. The announcement of the intent to convert coal-fired units in Alberta to natural gas-fired units was made after March 2017; therefore, conversions have not been incorporated into the baseline scenario. For the *Canada Gazette*, Part II, publication, the Department will reassess and update the baseline scenario.

The underlying assumption of the policy scenario is that electric utilities would respond to the proposed Amendments in a manner consistent with cost minimization behaviour of the firm, while accounting for system operation requirements and observing all other existing or imminent rules and regulations.

The time frame considered for this analysis is 2019–2055. This is based on the expectation that the proposed Amendments would be published in the *Canada Gazette*, Part II, by the end of 2018. The end year for the analysis is meant

Le scénario de base et le scénario réglementaire ont été fondés sur le Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre de 2016 pour le Canada<sup>28</sup> et mis à jour au moyen d'une consultation auprès d'intervenants et d'homologues des ministères fédéraux et provinciaux.

Les scénarios modélisés ont été fondés sur les meilleures données disponibles en date de mars 2017, afin de laisser suffisamment de temps pour compléter de multiples étapes de la modélisation et du traitement des données. L'annonce de l'intention de convertir des groupes alimentés au charbon en Alberta à des groupes alimentés au gaz naturel a été faite après mars 2017 et, par conséquent, les conversions n'ont pas été incorporées dans le scénario de base. Le Ministère réévaluera et mettra à jour le scénario de base aux fins de la publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

L'hypothèse sous-jacente du scénario réglementaire est que les installations de production d'électricité répondront de manière conforme au comportement de minimisation des coûts de l'entreprise, tout en tenant compte des exigences opérationnelles du système et en respectant toutes les autres règles et tous les autres règlements dont la mise en vigueur est applicable ou imminente.

La période examinée pour cette analyse s'étend de 2019 à 2055. Cette période a été choisie en prévision de la publication des modifications proposées dans la Partie II de la *Gazette du Canada* d'ici la fin de 2018. La dernière année

<sup>28</sup> Canada's 2016 greenhouse gas emissions reference case: <https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=1F24D9EE-1>.

<sup>28</sup> Scénario de référence des émissions de gaz à effet de serre de 2016 pour le Canada : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/publications/scenario-emissions-gaz-effet-serre-2016.html>.

to capture the full impact of replacing all coal units early, since the last coal-fired generating unit is not expected to retire until 2053 in the baseline scenario. As shown in Figure 4, few costs are expected prior to 2029.

Any regulation that affects the ability of utilities to supply electricity will indirectly affect many parts of the economy. Higher electricity prices will alter the behaviour of electricity-dependent individuals and firms. Nonetheless, the scope of the central analysis is limited to the impact on costs for, and emissions from, the electricity sector, with consideration for how consumer welfare would be affected by the resulting higher retail prices for electricity.<sup>29</sup>

### Compliance strategies

The proposed Amendments would accelerate the regulated end-of-life for conventional coal-fired electricity generating units to the end of 2029. Electricity generating firms would respond with one of the following three options to replace the lost generation from coal-fired electricity generating units:

- (a) build emission-compliant replacement capacity;
- (b) increase imports and/or decrease exports; or
- (c) increase generation from existing non-coal-fired units.

This analysis assumes that utilities would respond to lost generation from coal-fired electricity units with the same strategy in both the baseline and the policy scenario. For example, where the generation from a coal-fired generation unit is expected to be replaced with generation from a newly constructed natural gas-fired unit in the baseline scenario, then it would be expected to be replaced by a newly built natural gas unit in the policy scenario as well.

<sup>29</sup> The Canadian Cost-Benefit Analysis Guide notes, on page 4, that in a competitive undistorted market, the gross economic benefits accrued to the secondary impacts will be equal to the gross financial receipts received by the producers. As a consequence, the secondary impacts of a regulation that occur in these undistorted markets can be disregarded in the cost-benefit analysis. However, one should attempt to establish which other sectors of the economy the policy might affect.

de l'analyse permet de saisir l'impact total du remplacement hâtif de tous les groupes alimentés au charbon, car le dernier groupe de production d'électricité alimenté au charbon n'est pas censé fermer avant 2053, selon le scénario de base. Comme l'indique la figure 4, peu de coûts devraient être dégagés avant 2029.

Tout règlement touchant la capacité des installations à fournir de l'électricité aura un effet indirect sur un grand nombre de parties de l'économie. Les prix plus élevés de l'électricité modifieront le comportement des particuliers et des sociétés qui dépendent de l'électricité. Néanmoins, la portée de l'analyse centrale se limite à l'impact sur les coûts pour le secteur de l'électricité et les émissions découlant de ce même secteur, en tenant compte des répercussions sur le bien-être des consommateurs que causerait une hausse du prix au détail de l'électricité<sup>29</sup>.

### Stratégies de conformité

Les modifications proposées accéléreraient la fin de vie réglementée des groupes de production d'électricité classiques alimentés au charbon jusqu'à la fin de 2029. Les entreprises de production d'électricité y répondraient par l'une des trois options suivantes pour remplacer la perte de production des groupes de production d'électricité alimentés au charbon :

- a) créer une capacité de remplacement respectant la réglementation sur les émissions;
- b) augmenter les importations ou diminuer les exportations;
- c) augmenter la production à partir des groupes existants non alimentés au charbon.

Cette analyse suppose que les installations répondraient à la perte de production des groupes de production d'électricité alimentés au charbon avec la même stratégie dans le scénario de base que dans le scénario réglementaire. Par exemple, si la production d'électricité provenant d'un groupe de production alimenté au charbon devait être remplacée par celle provenant d'un nouveau groupe de production alimenté au gaz naturel dans le scénario de base, alors il faudrait s'attendre qu'elle soit également remplacée par un nouveau groupe alimenté au gaz naturel dans le scénario réglementaire.

<sup>29</sup> Il est indiqué à la page 5 du Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada que, dans un marché concurrentiel exempt de toute distorsion, les avantages économiques bruts cumulés aux incidences secondaires équivalraient aux recettes financières brutes des producteurs. Par conséquent, il est possible de ne pas inclure dans l'analyse coûts-avantages les incidences secondaires d'une réglementation au sein de ces marchés exempts de distorsion. Cependant, l'on doit tenter d'établir quels sont les autres secteurs économiques sur lesquels la politique pourrait avoir une incidence.

**Alberta**

In the baseline scenario, coal-fired units in Alberta would be shut down by December 31, 2030, in response to Alberta's Climate Leadership Plan. In the policy scenario, all coal units in Alberta would shut down at the end of 2029. This would create a 12-month gap between the baseline and policy scenarios. Any costs, benefits and emission reductions attributable to the proposed Amendments would occur because of the difference between the baseline and policy scenarios, i.e. the 12-month earlier shut-down in the policy scenario versus the baseline scenario. The foregone generation from coal-fired units would, in part, be replaced through increased generation from existing utility generating units, with some additional input from industrial cogeneration units, although a small change in the timing of some capital investments is expected. Since cogeneration units are almost all fuelled by natural gas, this would result in higher fuel spending for that year.

**Saskatchewan**

Saskatchewan is expected to build additional natural gas-fired capacity in 2029 to replace the coal unit that would have operated until 2043 in the baseline scenario. A natural gas-fired generating capacity is already expected to be built in that year to replace coal units closing in 2029 in the baseline scenario. The new units would have a greater capacity than in the baseline scenario. This would result in incrementally higher generating costs between 2030 and 2043. The capital costs would be higher in 2029 to replace the coal unit early, but avoided in 2043 since it would have been decommissioned 13 years earlier.

**New Brunswick**

New Brunswick is a regional electricity hub, with a transmission grid strongly interconnected to the Maritimes, Quebec and New England. The province is expected to take advantage of its existing transmission capacity and replace lost generation from coal-fired units with hydroelectricity purchased from Quebec.

Historically, New Brunswick has been a net exporter of electricity. However, this is expected to change dramatically over the next two decades as generating capacity is expected to shut down without being fully replaced.

**Alberta**

Dans le scénario de base, les groupes de production d'électricité alimentés au charbon de l'Alberta seraient mis hors service d'ici le 31 décembre 2030, en réponse au Plan de leadership en matière de climat de l'Alberta. Dans le scénario réglementaire, tous les groupes au charbon de l'Alberta seraient fermés à la fin de 2029. Il y aurait un écart de 12 mois entre le scénario de base et le scénario réglementaire. Tous les coûts et les avantages et toutes les réductions d'émissions attribuables aux modifications proposées se réaliseraient en raison de la différence entre le scénario de base et le scénario réglementaire, c'est-à-dire la fermeture plus hâtive de 12 mois dans le scénario réglementaire par rapport au scénario de base. Le manque à produire des groupes alimentés au charbon serait, en partie, remplacé par l'augmentation de production des groupes existants, avec une contribution des groupes industriels de cogénération existants, bien qu'il devrait y avoir un petit changement dans le choix du moment pour faire certains investissements en immobilisations. Comme les groupes de cogénération sont, pour la plupart, alimentés au gaz naturel, cela entraînerait des dépenses plus élevées en combustible pour cette année-là.

**Saskatchewan**

La Saskatchewan devrait créer une autre capacité alimentée au gaz naturel en 2029 afin de remplacer le groupe au charbon qui aurait été en activité jusqu'en 2043 dans le scénario de base. Il est déjà prévu de créer cette année-là une capacité de production d'électricité alimentée au gaz naturel pour remplacer les groupes au charbon qui seront mis hors service en 2029 dans le scénario de base. Comme les nouveaux groupes auraient une capacité supérieure à celle dans le scénario de base, cela entraînerait des coûts de production de plus en plus élevés entre 2030 et 2043. Les coûts d'immobilisations seraient plus élevés en 2029 pour remplacer hâtivement le groupe au charbon, mais seraient évités en 2043 puisque ce groupe aurait été mis hors service 13 ans plus tôt.

**Nouveau-Brunswick**

Le Nouveau-Brunswick est une plaque tournante régionale de l'électricité, avec un réseau de transport fortement interconnecté aux Maritimes, au Québec et à la Nouvelle-Angleterre. La province devrait tirer avantage de sa capacité de transmission existante et remplacer la perte de génération des groupes de production alimentés au charbon par de l'hydroélectricité achetée du Québec.

La province est, depuis longtemps, un exportateur net d'électricité, mais cela devrait changer radicalement au cours des deux prochaines décennies alors que la capacité de génération est mise hors service sans être complètement remplacée.

In the baseline scenario, approximately 1 100 MW of generating capacity in New Brunswick is expected to shut down around 2030. This would lead to a change in the net outflow of electricity from around 1 200 GWh in 2029, to a net inflow of 500 GWh in 2030. This trade deficit is expected to grow to around 3 000 GWh per year by 2044 when the coal-fired unit retires.

In the policy scenario, the closure of the coal-fired unit would lead to approximately 1 580 MW of generating capacity shutting down in 2030. Electricity generated by the coal-fired unit would be replaced by purchased power from outside the province. This is expected to increase the net inflow of electricity to nearly 3 600 GWh in 2030 (3 100 GWh more than the baseline scenario).

In both the baseline and policy scenarios, the province would build some new natural gas capacity to maintain a reserve margin; however, the high price of natural gas would make it more cost effective to import hydroelectricity from Quebec, so the utilization rate for these units would be low. Importing electricity from Quebec would be more expensive than generating it with a coal-fired power plant, but less expensive than generating it with a natural gas-fired unit.

Increasing imports of hydroelectricity from Quebec and reducing reliance on costlier fossil fuel generation lowers the spot price of electricity at base load times, which lowers the return on building intermittent generation in New Brunswick and ultimately reduces the construction of wind in the policy scenario.

### **Nova Scotia**

In the baseline scenario, the Nova Scotia equivalency agreement is assumed to extend indefinitely beyond 2030, whereas it would end in 2030 in the policy scenario.

In the modelled scenarios, Nova Scotia would replace almost all its coal-fired electricity with electricity generated by new natural gas-fired units. There would also be some adjustment of the electricity trade flows in and out of the province. Trade with Newfoundland and Labrador, through the Maritime Link, is expected to reach maximum capacity in the baseline and policy scenarios prior to 2030. However, Nova Scotia would send less electricity into New Brunswick in the policy scenario than in the baseline scenario.

Dans le scénario de base au Nouveau-Brunswick, approximativement 1 100 MW de capacité de génération serait mis hors service aux alentours de 2030. Ceci devrait entraîner une sortie nette d'environ 1 200 GWh en 2029 et une entrée nette de 500 GWh en 2030. Ce déficit commercial devrait s'accroître à environ 3 000 GWh par année d'ici 2044 lors de la mise hors service du groupe au charbon.

Dans le scénario réglementaire, la fermeture du groupe de production alimenté au charbon mènerait à la mise hors service de près de 1 580 MW de capacité de génération en 2030. L'électricité qui était générée par le groupe alimenté au charbon serait remplacée par l'achat d'électricité hors province. Ceci mènerait à une augmentation des entrées nettes de près de 3 600 GWh en 2030 (3 100 GWh de plus que le scénario de base).

Dans le scénario de base et le scénario réglementaire, la province créerait une certaine nouvelle capacité au gaz naturel pour maintenir une marge de réserve. Cependant, étant donné le prix élevé du gaz naturel, il serait plus rentable d'importer de l'hydroélectricité du Québec; le taux d'utilisation de ces groupes serait donc faible. Il en coûterait plus cher d'importer de l'électricité du Québec que d'en produire par une centrale électrique alimentée au charbon, mais moins cher que d'en produire à l'aide d'un groupe alimenté au gaz naturel.

L'augmentation des importations d'hydroélectricité du Québec et la réduction de la dépendance à la production, plus coûteuse, aux combustibles fossiles abaissent le prix au comptant de l'électricité pendant la demande de base, ce qui abaisse le rendement de la construction de la production intermittente au Nouveau-Brunswick et, en fin de compte, réduit la création d'une capacité éolienne dans le scénario réglementaire.

### **Nouvelle-Écosse**

Dans le scénario de base, l'accord d'équivalence avec la Nouvelle-Écosse se prolongerait indéfiniment au-delà de 2030 mais prendrait fin en 2030 dans le scénario réglementaire.

Dans les scénarios modélisés, la Nouvelle-Écosse remplacerait presque toute son électricité produite au charbon par de l'électricité produite par de nouveaux groupes alimentés au gaz naturel. Il y aurait également quelques ajustements des échanges commerciaux d'électricité intraprovinciaux et interprovinciaux. Les échanges avec Terre-Neuve-et-Labrador, au moyen du Lien maritime, devraient atteindre leur capacité maximale dans le scénario de base et le scénario réglementaire avant 2030. Cependant, la Nouvelle-Écosse exporterait moins d'électricité vers le Nouveau-Brunswick dans le scénario réglementaire que dans le scénario de base.

## Incremental impacts of compliance

More than 99% of the incremental cost of the proposed Amendments would occur in the four provinces directly affected by the regulations, shown in Table 12 in the “Distributional impact analysis” section below. Costs in other provinces are mostly related to changes in interprovincial electricity trade. Most tables include only affected provinces. Therefore, totals may not sum perfectly due to impacts in other provinces. Since benefits from air quality improvements are not limited to the province of origin, a row for the rest of Canada is included in those tables.

### **Benefits of compliance**

The cumulative benefit in Canada of the emission reductions from the proposed Amendments is valued at \$4.9 billion (2019–2055).

Benefits of the proposed Amendments are from avoided global climate change damage and improved air quality due to reduced air pollutant emissions. Benefits from reduced air pollutants (calculated at the provincial level) include health benefits and environmental benefits. The proposed Amendments would reduce GHG emissions from electricity generation by 100 Mt of CO<sub>2</sub>e between 2019 and 2055 versus the baseline scenario. The avoided climate change damage from these reductions is valued at \$3.6 billion using the Department’s Social Cost of Greenhouse Gas Estimates.<sup>30</sup> The proposed Amendments would also result in the reduction of emissions of many criteria air pollutants. The most significant reduction in emissions would be 555 kilotons (kt) of sulphur oxides (SO<sub>x</sub>) and 206 kt of nitrogen oxides (NO<sub>x</sub>) between 2019 and 2055. These criteria air pollutants have been shown to adversely affect the health of Canadians, through direct exposure and through the creation of smog (including particulate matter and ground-level ozone). The health benefits from reduced air pollutant emissions and avoided human exposure to mercury are valued at \$1.2 billion. Environmental benefits, such as increased crop yields, reduced surface soiling, and improvement in visibility, is valued at \$40 million.

## Répercussions différentielles de la conformité

Plus de 99 % des coûts additionnels résultant des modifications proposées surviendraient dans les quatre provinces directement touchées par la réglementation, tel qu’il est indiqué dans le tableau 12 de la section de l’« Analyse de répartition des répercussions » ci-dessous. Les coûts dans les autres provinces sont surtout reliés aux changements dans les échanges d’électricité interprovinciaux. La majorité des tableaux n’inclut que les provinces touchées. Donc, les totaux peuvent différer des sommes des différentes parties en raison des répercussions dans les autres provinces. Toutefois, comme les avantages de l’amélioration de la qualité de l’air ne sont pas limités à la province d’origine, une ligne représentant le reste du Canada est incluse dans ces tableaux.

### **Avantages de la conformité**

L’avantage cumulatif au Canada des réductions des émissions résultant des modifications proposées est évalué à 4,9 milliards de dollars (de 2019 à 2055).

Les avantages des modifications proposées le sont par l’évitement des dommages attribuables aux changements climatiques globaux et par l’amélioration de la qualité de l’air découlant de la réduction des émissions de polluants atmosphériques. Les avantages découlant de la réduction des émissions de polluants atmosphériques (calculés à l’échelle provinciale) comprennent les avantages pour la santé et les avantages pour l’environnement. Les modifications proposées permettraient de réduire les émissions de GES provenant de la production d’électricité de 100 Mt d’éq. CO<sub>2</sub> entre 2019 et 2055 par rapport au scénario de base. Les dommages attribuables aux changements climatiques évités grâce à ces réductions sont évalués à 3,6 milliards de dollars à l’aide des Estimations du coût social des gaz à effet de serre<sup>30</sup> d’ECCC. Les modifications proposées donneraient également lieu à une réduction des émissions de beaucoup de polluants atmosphériques principaux. La réduction d’émissions la plus importante serait de 555 kilotonnes (kt) d’oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) et de 206 kt d’oxydes d’azote (NO<sub>x</sub>) entre 2019 et 2055. Ces polluants atmosphériques principaux nuisent à la santé des Canadiens, par une exposition directe et la création du smog (y compris de particules et d’ozone troposphérique). Les avantages pour la santé de la réduction des émissions de polluants atmosphériques et de la non-exposition humaine au mercure pour la santé sont évalués à 1,2 milliard de dollars. Les avantages pour l’environnement, comme une hausse du rendement des cultures, une diminution de la contamination de surface et une amélioration de la visibilité, sont évalués à 40 millions de dollars.

<sup>30</sup> 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>.

<sup>30</sup> 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>.

**GHG emission reductions**

Almost all (>99%) of GHG emission reductions from the proposed Amendments would be from reductions in CO<sub>2</sub> emissions. There would also be reductions in nitrous oxide (N<sub>2</sub>O) emissions, but a small increase in methane (CH<sub>4</sub>) emissions. These emissions are valued separately using the Social Cost of GHG Estimates. However, for reporting purposes, emissions of N<sub>2</sub>O and CH<sub>4</sub> are converted to CO<sub>2</sub>e using 100-year Global Warming Potentials<sup>31</sup> from the Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report.<sup>32</sup> Table 1 shows the expected reduction in GHG emissions attributable to the proposed Amendments.

**Réductions des émissions de GES**

Presque toutes (> 99 %) les réductions des émissions de GES découlant des modifications proposées proviendraient des réductions des émissions de CO<sub>2</sub>. Il y aurait également des réductions des émissions d'oxyde de diazote (N<sub>2</sub>O), mais une petite augmentation des émissions de méthane (CH<sub>4</sub>). Ces émissions sont évaluées séparément à l'aide des Estimations du coût social des gaz à effet de serre. Cependant, aux fins de la présentation de rapports, les émissions de N<sub>2</sub>O et de CH<sub>4</sub> sont converties en équivalent de CO<sub>2</sub> à l'aide des Potentiels de réchauffement planétaire<sup>31</sup> sur 100 ans provenant du Quatrième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat<sup>32</sup>. Le tableau 1 indique la réduction prévue des émissions de GES attribuable aux modifications proposées.

**Table 1: GHG emission reductions (Mt of CO<sub>2</sub>e)**

	2019–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	2051–2055	Total
Alberta	0.0	9.7	0.9	0.1	0.0	0.0	0.0	<b>10.6</b>
Saskatchewan	0.0	1.3	6.4	6.7	2.7	0.0	0.0	<b>17.0</b>
New Brunswick	0.0	2.6	11.2	11.4	6.7	0.0	0.0	<b>31.9</b>
Nova Scotia	0.0	2.7	12.5	11.2	8.5	4.3	1.6	<b>40.7</b>
<b>Total</b>	<b>0.0</b>	<b>16.3</b>	<b>30.9</b>	<b>29.4</b>	<b>17.9</b>	<b>4.3</b>	<b>1.6</b>	<b>100.5</b>

**Tableau 1 : Réduction des émissions de GES (Mt d'éq. CO<sub>2</sub>)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0,0	9,7	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	<b>10,6</b>
Saskatchewan	0,0	1,3	6,4	6,7	2,7	0,0	0,0	<b>17,0</b>
Nouveau-Brunswick	0,0	2,6	11,2	11,4	6,7	0,0	0,0	<b>31,9</b>
Nouvelle-Écosse	0,0	2,7	12,5	11,2	8,5	4,3	1,6	<b>40,7</b>
<b>Total</b>	<b>0,0</b>	<b>16,3</b>	<b>30,9</b>	<b>29,4</b>	<b>17,9</b>	<b>4,3</b>	<b>1,6</b>	<b>100,5</b>

Social cost values are used to estimate the monetary value, in a given year, of the worldwide damage that would occur over the coming decades from each additional tonne of GHGs emitted into the atmosphere. This analysis uses the central values for social cost of CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, and N<sub>2</sub>O. A valuation using the 95th percentile ( $P_{95}$ ) value, which represents a low-probability, high-cost climate change future, is presented in the sensitivity analysis. Table 2 shows the central and 95th percentile social cost values for CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, and N<sub>2</sub>O at the start of each decade.

Les valeurs du coût social sont utilisées pour l'estimation de la valeur financière, pour une année donnée, des dommages qui seraient causés dans le monde entier au cours des prochaines décennies par tonne additionnelle de GES émise dans l'atmosphère. Cette analyse utilise les valeurs centrales du coût social du CO<sub>2</sub>, du CH<sub>4</sub> et du N<sub>2</sub>O. Une évaluation à l'aide de la valeur au 95<sup>e</sup> centile ( $P_{95}$ ), qui représente un avenir peu probable à coût élevé sur le plan des changements climatiques, est présentée dans l'analyse de sensibilité. Le tableau 2 indique la valeur centrale et la valeur au 95<sup>e</sup> centile du coût collectif pour le CO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub> et le N<sub>2</sub>O au début de chaque décennie.

<sup>31</sup> Global warming potentials: <https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=cad07259-1>.

<sup>32</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report: <http://www.ipcc.ch/report/ar4/wg1/>.

<sup>31</sup> Potentiels de réchauffement planétaire : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/emissions-gaz-effet-serre/orientation-quantification/potentiels-rechauffement-planetaire.html>.

<sup>32</sup> Quatrième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat : [http://www.ipcc.ch/home\\_languages\\_main\\_french.shtml](http://www.ipcc.ch/home_languages_main_french.shtml).

**Table 2: Social cost of GHGs at the start of each decade, central and 95th percentile values (2016, \$ per tonne)**

GHG	2020		2030		2040		2050	
	Central	$P_{95}$	Central	$P_{95}$	Central	$P_{95}$	Central	$P_{95}$
CO <sub>2</sub>	47	195	58	249	68	298	79	338
CH <sub>4</sub>	1,348	4,043	1,825	5,858	2,343	7,848	2,865	9,566
N <sub>2</sub> O	16,830	56,354	21,272	73,168	25,867	90,445	30,812	108,620

**Tableau 2 : Coût social des GES au début de chaque décennie, valeurs centrales et valeurs au 95<sup>e</sup> centile (en dollars de 2016 par tonne)**

GES	2020		2030		2040		2050	
	Centrale	$P_{95}$	Centrale	$P_{95}$	Centrale	$P_{95}$	Centrale	$P_{95}$
CO <sub>2</sub>	47	195	58	249	68	298	79	338
CH <sub>4</sub>	1 348	4 043	1 825	5 858	2 343	7 848	2 865	9 566
N <sub>2</sub> O	16 830	56 354	21 272	73 168	25 867	90 445	30 812	108 620

### Benefits from reduced air pollutant emissions

To assess the potential health and environmental benefits resulting from air pollutant emission reductions, ECCC's Meteorological Service of Canada ran the A Unified Regional Air-quality Modelling System (AURAMS) atmospheric model to determine how the emission decrease would affect ambient air quality (i.e. the air that Canadians breathe). Health Canada then used the Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT)<sup>33</sup> to determine how improvements in ambient air quality would affect the health of Canadians.

Based on changes in local ambient air quality, AQBAT estimates the likely reductions in average per capita risks for a range of health impacts known to be associated with air pollution exposure. These changes in per capita health risks are then multiplied by the affected populations in order to estimate the reduction in the number of adverse health outcomes across the Canadian population. AQBAT also applies economic values drawn from the available literature to estimate the average per capita socio-economic benefits of lowered health risks.

Environmental benefits were estimated using the Air Quality Valuation Model (AQVM2). This model estimates how changes in ambient air quality will impact three different endpoints being exposed to atmospheric pollution: crop productivity, surface soiling, and visibility. More precisely, AQVM2 relies on biological dose-response

### Avantages de la réduction des émissions de polluants atmosphériques

Pour évaluer les avantages potentiels pour la santé et l'environnement découlant de la réduction des émissions de polluants atmosphériques, le Service météorologique du Canada de l'ECCC a utilisé le modèle atmosphérique Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air pour déterminer les effets que la diminution des émissions aurait sur la qualité de l'air ambiant (c'est-à-dire l'air que les Canadiens respirent). Santé Canada a ensuite employé l'Outil d'évaluation des bénéfices liés à la qualité de l'air (OEBQA)<sup>33</sup> pour déterminer les effets que l'amélioration de la qualité de l'air ambiant aurait sur la santé des Canadiens.

En fonction des changements à la qualité de l'air ambiant local, l'OEBQA estime les réductions probables des risques moyens par habitant pour un éventail d'impacts sur la santé reconnu pour être associé à l'exposition à la pollution atmosphérique. Ces changements aux risques pour la santé par habitant sont ensuite multipliés par les populations touchées afin d'estimer la réduction du bilan d'effets nocifs pour la santé de l'ensemble de la population canadienne. L'OEBQA applique également des valeurs économiques, tirées de la documentation disponible, pour estimer les avantages socioéconomiques moyens par habitant d'une diminution des risques pour la santé.

Les avantages pour l'environnement ont été estimés à l'aide du modèle d'évaluation de la qualité de l'air (MEQA2). Ce modèle estime les effets des changements apportés à la qualité de l'air ambiant, résultant de l'exposition à la pollution atmosphérique, sur trois différents paramètres : la productivité des cultures, la

<sup>33</sup> Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT): [http://www.science.gc.ca/eic/site/063.nsf/eng/h\\_97170.html](http://www.science.gc.ca/eic/site/063.nsf/eng/h_97170.html).

<sup>33</sup> Outil d'évaluation des bénéfices liés à la qualité de l'air (OEBQA): [http://www.science.gc.ca/eic/site/063.nsf/fra/h\\_97170.html](http://www.science.gc.ca/eic/site/063.nsf/fra/h_97170.html).

functions to measure increases in sales revenue from enhanced crop productivity associated with reduced ground-level ozone, as well as willingness-to-pay estimates to measure Canadian households' welfare improvement from reduced surface soiling and increased visibility (i.e. windows), both associated with lower levels of particulate matter.

Benefit estimates reflect not only the emission reductions, but also the atmospheric conditions and endpoint (population or croplands) exposure to these pollutants. Population density, wind direction, and atmospheric conditions play a critical role in smog formation. For instance, emission reductions at facilities that are located upwind of large population centres or extensive croplands can have a greater impact than similar emission reductions at facilities in remote or downwind locations. Consequently, benefit estimates in a province may not necessarily be proportional to emission reductions in that same province. In addition, environmental benefits in some provinces may be partly attributable to reductions of emission releases from adjacent provinces, because pollutants can travel over longer distances. The AURAMS, AQBAT, and AQMV2 models were run for the years 2030 and 2035. In order to estimate the benefits for the remaining years, pro-rating techniques were used. Significantly more emissions would be reduced in 2030, relative to any other year in the analytical time frame. Since the variability in annual emission reductions was estimated to be lower between 2031 and 2055, the annual environmental benefits in this period were proxied by pro-rating the 2035 values by the proportion of pollutant emission reductions (mainly composed of SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub>) for each year between 2031 and 2034, and between 2036 and 2055.<sup>34</sup>

### *Improved health outcomes*

Total health benefits are estimated to be around \$1.2 billion for the 2019 to 2055 period.

The human health impacts and resulting socio-economic benefits are highly dependent on population proximity to the source of emissions from coal-fired electricity generation. It is the population exposure to changes in air quality, and not simply the absolute changes in particulate

contamination de surface et la visibilité. Plus précisément, le MEQA2 repose sur les fonctions biologiques de type dose-réponse pour mesurer les augmentations dans le produit des ventes découlant de l'augmentation de la productivité des cultures associée à la diminution de l'ozone troposphérique, ainsi que sur des estimations sur la disposition des ménages canadiens à payer pour mesurer l'amélioration du bien-être découlant de la diminution de la contamination de surface et de l'amélioration de la visibilité (c'est-à-dire les fenêtres), les deux étant associées à des concentrations plus faibles de particules.

Les estimations des avantages ne tiennent pas seulement compte d'une réduction des émissions, mais aussi des conditions atmosphériques et du critère d'exposition (population ou terres cultivées) à ces polluants. La densité de la population, la direction des vents et les conditions atmosphériques jouent un rôle essentiel dans la formation du smog. Par exemple, la réduction des émissions aux installations qui sont situées en amont de grandes agglomérations ou de vastes terres cultivées peut avoir un impact plus important qu'une réduction similaire à des installations situées en aval ou à distance. Par conséquent, il est possible que les estimations des avantages dans une province ne soient pas nécessairement proportionnelles à la réduction des émissions dans cette même province. En outre, dans certaines provinces, les avantages pour l'environnement peuvent être en partie attribuables à une réduction des émissions dans les provinces adjacentes, puisque les polluants peuvent être transportés sur de grandes distances. Les modèles Système régional unifié de modélisation de la qualité de l'air, OEBQA et AQMV2 ont été utilisés pour les années 2030 et 2035. Afin d'estimer les avantages pour les autres années, on a employé des techniques de calcul proportionnel. La réduction des émissions en 2030 serait bien plus importante par rapport à toute autre année du calendrier d'analyse. Comme la variabilité de la réduction annuelle des émissions est plus faible entre 2031 et 2055 selon les estimations, les avantages annuels pour l'environnement dans cette période ont été calculés par approximation à l'aide du calcul proportionnel des valeurs de 2035 de la réduction des émissions de polluants (SO<sub>x</sub> et NO<sub>x</sub>, principalement) pour chaque année entre 2031 et 2034, et entre 2036 et 2055.<sup>34</sup>

### *Amélioration des incidences pour la santé*

Les avantages totaux pour la santé sont estimés à environ 1,2 milliard de dollars pour la période s'échelonnant de 2019 à 2055.

Les incidences sur la santé humaine et les avantages socioéconomiques qui en découlent dépendent considérablement de la proximité de la population à la source des émissions issues de la production d'électricité à partir du charbon. Il s'agit de l'exposition de la population aux

<sup>34</sup> For instance, as emission reductions in 2040 represent about 87% of the emission reductions in 2035, environmental benefits for 2040 are estimated to be equivalent to 87% of the 2040 values.

<sup>34</sup> Par exemple, comme la réduction des émissions en 2040 représente environ 87 % de la réduction des émissions en 2035, les avantages pour l'environnement, pour 2040, sont estimés comme équivalant à 87 % des valeurs de 2040.

matter (PM) and ozone levels, which determines the health benefits of the proposed Amendments. For this reason, the areas that experience the largest health benefits, and the areas that experience the largest air quality improvements, are not necessarily the same.

The health benefits covered in the analysis include a wide range of health outcomes linked with air pollution. These range from health outcomes such as asthma episodes and minor breathing difficulties to much more serious impacts such as visits to the emergency room and hospitalization for respiratory or cardiovascular problems. Air pollution also increases the average per capita risk of death. While the changes in individual risk levels are small, they apply to large populations; these individual risk reductions translate into large social benefits. Table 3 shows some of the estimated changes in cumulative health outcomes as a result of the Regulations.

Health benefits resulting from improved air quality under the proposed Amendments would have a present value of roughly \$440 million in 2030. This includes a large benefit in Alberta (\$310 million). The benefits estimated in Alberta attributable to the proposed Amendments do not extend past 2030, as coal-fired units would shut down by 2031 in the baseline scenario. In 2035, the estimated health benefits across Canada are expected to be lower, approximately \$56 million. The largest benefit is estimated in Nova Scotia (\$26 million).

Table 3 shows the estimated total present value of the improvement in social welfare, expressed in economic (dollar) terms, for all health outcomes over 2019 to 2055. The present value of the health benefits is estimated at \$1.2 billion, with the largest benefits in Nova Scotia, followed by Alberta, New Brunswick and Saskatchewan.<sup>35</sup>

The reductions in ambient PM<sub>2,5</sub> account for approximately 60% of the health benefits from the proposed Amendments. This is primarily from secondary formation of PM<sub>2,5</sub> from reductions in other primary pollutants, such as NO<sub>x</sub> and SO<sub>x</sub>. Ozone improvements account for about 40% of the health benefits. Benefits are driven by a reduction in premature mortality risk, largely because of reductions in ambient PM levels.

changements de la qualité de l'air et non simplement aux changements absolus des niveaux de particules (MP) et d'ozone qui déterminent les avantages pour la santé des modifications proposées. C'est pourquoi les régions qui profitent des plus grands avantages pour la santé et celles qui réalisent les améliorations de la qualité de l'air les plus importantes ne sont pas nécessairement les mêmes.

Les avantages pour la santé visés par l'analyse comprennent un vaste éventail d'effets sur la santé liés à la pollution atmosphérique. Ces problèmes de santé peuvent varier, des crises d'asthme et des difficultés respiratoires mineures à des effets beaucoup plus graves, comme les visites en salle d'urgence et l'hospitalisation pour des problèmes respiratoires et cardiovasculaires. La pollution atmosphérique augmente également le risque moyen de décès par habitant. Même si les changements dans les niveaux de risques individuels sont petits, ils s'appliquent à de grandes populations, et cette réduction des risques individuels se traduit par des avantages collectifs importants. Le tableau 3 présente certains des changements estimés dans les résultats cumulatifs pour la santé qui découlent du Règlement.

Les avantages pour la santé découlant de l'amélioration de la qualité de l'air attribuable aux modifications proposées auraient une valeur actualisée de l'ordre de 440 millions de dollars en 2030. Ceci comprend un avantage important en Alberta de 310 millions de dollars. En Alberta, les estimations des avantages attribuables aux modifications proposées ne s'étendent pas au-delà de 2030, car les groupes alimentés au charbon fermeraient d'ici 2031 dans le scénario de base. En 2035, les avantages estimés pour la santé dans l'ensemble du Canada devraient être plus modestes, soit d'environ 56 millions de dollars. L'avantage estimatif le plus important reviendrait à la Nouvelle-Écosse (26 millions de dollars).

Le tableau 3 présente l'estimation de la valeur actualisée totale en ce qui a trait aux améliorations en matière de bien-être collectif, exprimée en termes économiques (dollars), pour toutes les répercussions sur la santé, de 2019 à 2055. La valeur actualisée des avantages pour la santé est évaluée à 1,2 milliard de dollars, les avantages étant les plus importants en Nouvelle-Écosse, puis en Alberta, au Nouveau-Brunswick et en Saskatchewan<sup>35</sup>.

La réduction des MP<sub>2,5</sub> ambiants représente environ 60 % des avantages pour la santé découlant des modifications proposées. Cela est dû principalement à la formation secondaire de MP<sub>2,5</sub> découlant de la réduction d'autres polluants primaires, comme les NO<sub>x</sub> et les SO<sub>x</sub>. Les améliorations dues à l'ozone représentent environ 40 % des avantages pour la santé. Les avantages sont poussés par la réduction du risque de mortalité prématurée résultant largement des réductions des niveaux de MP ambiants.

<sup>35</sup> Modelling suggested the possibility for a small deterioration in air quality due to increased emissions from other sectors associated with secondary and tertiary impacts of the amendments.

<sup>35</sup> La modélisation a suggéré la possibilité d'une légère détérioration de la qualité de l'air due à l'augmentation des émissions d'autres secteurs associées aux impacts secondaires et tertiaires des modifications proposées.

The values shown in Table 3 are socio-economic values associated with changes in health status, or changes in health risks. These values are derived using a social welfare approach.<sup>36</sup> The values in the table are not estimates of medical treatment costs, nor are they estimates of changes in worker productivity or GDP. Rather, the values in the table are estimated measures of improvement in quality of life, resulting from better health. By far the most significant impact of the air quality improvements, in terms of quality of life, is a reduction in the risk of premature mortality. Reductions in mortality risk account for approximately 95% of the estimated social welfare.<sup>37</sup>

Les valeurs du tableau 3 sont les valeurs socio-économiques associées aux changements de l'état de santé ou aux changements de risques pour la santé. Ces valeurs sont obtenues en utilisant une approche basée sur le bien-être collectif<sup>36</sup>. Les valeurs dans ce tableau ne sont ni des estimations des coûts des traitements médicaux, ni des estimations des changements dans la productivité ou du PIB. Plutôt, les valeurs dans ce tableau sont des mesures de l'amélioration de la qualité de la vie résultant d'une meilleure santé. De loin, l'impact le plus important des améliorations de la qualité de l'air, sur le plan de la qualité de vie, est la réduction du taux de décès prématurés. Les réductions dans le risque de décès représentent approximativement 95 % de l'estimation du bien-être collectif<sup>37</sup>.

**Table 3: Estimated changes in cumulative health outcomes as a result of the Regulations<sup>38</sup> and total present value of the improvement in social welfare for all health outcomes, over 2019–2055**

Region	Estimated changes in cumulative health outcomes as a result of the Regulations			Present value in 2017 of total avoided health outcomes (millions of 2016 dollars)		
	Premature Mortalities	Asthma Episodes	Days of Breathing Difficulty and Reduced Activity	Ozone Related	PM <sub>2.5</sub> Related	Total (Includes Additional Pollutants)
Alberta	56	14 000	66 000	90	210	310
Saskatchewan	10	1 400	9 400	4	40	50
New Brunswick	36	4 100	23 000	70	80	160
Nova Scotia	89	8 000	58 000	70	300	400
Rest of Canada	73	12 000	38 000	230	100	320
<b>Total</b>	<b>260</b>	<b>40 000</b>	<b>190 000</b>	<b>470</b>	<b>730</b>	<b>1,200</b>

Numbers have been rounded to show a maximum of two significant digits. Columns and rows may not necessarily sum to totals due to rounding.

<sup>36</sup> For more information on this approach, refer to the TBS guidance document for cost-benefit analysis.

<sup>37</sup> The social welfare value of a reduction in the risk of premature mortality is based on estimates of how very small changes in mortality risk affect quality of life for average Canadians. In Canada, it has been estimated that a 1 out of 100 000 reduction in the risk of premature deaths provides a benefit worth approximately \$75 to the average Canadian. These average welfare values are then multiplied by the number of affected Canadians and the size of the risk reduction that each of them faces, in order to derive the total economic benefit of the reduction in mortality risks. This approach is explained in more detail in the TBS cost-benefit analysis guide.

<sup>38</sup> The health outcomes shown in Table 3 are statistical estimates, based on the overall changes in per capita risks. For example, the AQBAT model predicts that over the period 2019–2055 the Regulations would reduce mortality risks in Nova Scotia, resulting in an approximately 90 fewer premature deaths in the province. However, this does not mean that there will be 90 specific, identifiable individuals who will be “saved” in Nova Scotia. Thus, the health benefits of the Regulations are not the number of lives “saved” per se, but rather the reduction in the average per capita risk. Similarly, the economic benefit values in Table 4 do not measure the benefit of the individual lives saved, or hospitalizations prevented. Rather, this is the aggregated benefit of the reduction in individual risk levels across a province or region.

<sup>36</sup> Pour plus de renseignements sur cette approche, se référer au document d'orientation du SCT sur l'analyse coût-avantage.

<sup>37</sup> La valeur du bien-être collectif d'une réduction du risque de mortalité prématurée repose sur des estimations des effets qu'auraient de très petits changements dans le risque de mortalité sur la qualité de vie des Canadiens moyens. Au Canada, on estime qu'une réduction de 1 sur 100 000 du risque de décès prématuré procure un avantage d'environ 75 \$ au Canadien moyen. Ces valeurs moyennes du bien-être sont ensuite multipliées par le nombre de Canadiens touchés et l'ampleur de la réduction des risques auxquels chacun d'eux est confronté, afin de tirer l'avantage économique total de la réduction des risques de mortalité. Cette approche est expliquée plus en détail dans le guide analyse coût-avantage du SCT.

**Tableau 3 : Changements estimés dans l'état de santé cumulatif résultant de la réglementation<sup>38</sup> et valeur actualisée totale en ce qui a trait aux améliorations en matière de bien-être collectif pour toutes les répercussions sur la santé, de 2019 à 2055**

Région	Changements estimés dans l'état de santé cumulatif résultant de la réglementation			Valeur actualisée en 2017 dans l'état de santé évité (millions de dollars de 2016)		
	Mortalité prématurée	Épisodes d'asthme	Jours de respiration difficile et de réduction des activités	Associé à l'ozone	Associé aux MP <sub>2,5</sub>	Total (inclus d'autres polluants)
Alberta	56	14 000	66 000	90	210	310
Saskatchewan	10	1 400	9 400	4	40	50
Nouveau-Brunswick	36	4 100	23 000	70	80	160
Nouvelle-Écosse	89	8 000	58 000	70	300	400
Reste du Canada	73	12 000	38 000	230	100	320
<b>Total</b>	<b>260</b>	<b>40 000</b>	<b>190 000</b>	<b>470</b>	<b>730</b>	<b>1 200</b>

Chaque chiffre a été arrondi pour ne présenter qu'au maximum deux chiffres significatifs. Les chiffres étant arrondis, il est possible que les sommes des colonnes et des rangées ne correspondent pas exactement aux totaux.

#### *Mercury reductions from the electricity sector*

In addition to reductions in NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> and PM emissions, the proposed Amendments are expected to reduce mercury emissions from the electric utility sector by 1.4 tonnes between 2019 and 2055. Mercury that enters the ecosystem can enter the food chain and can have toxic impacts on humans and wildlife. Reducing mercury emissions from power plants is, therefore, expected to result in human health benefits. These health benefits have been estimated at approximately \$5 million.<sup>39</sup>

#### *Réduction des émissions de mercure du secteur de l'électricité*

En plus de réductions des émissions de NO<sub>x</sub>, de SO<sub>x</sub> et de MP, on s'attend à ce que les modifications proposées réduisent les émissions de mercure de la production électrique des services publics de 1,4 tonne entre 2019 et 2055. Le mercure qui pénètre l'écosystème peut entrer dans la chaîne alimentaire et avoir des impacts néfastes pour les humains et les espèces sauvages. On s'attend donc que la réduction des émissions de mercure provenant des groupes de production d'électricité entraîne des avantages sur la santé humaine. Ces avantages ont été estimés à approximativement cinq millions de dollars<sup>39</sup>.

<sup>39</sup> This analysis uses a value of US\$3,900 (2000) per kilogram of mercury emissions as an estimate of the value of negative health impacts associated with mercury emissions. This value is based on the research in Rice and Hammitt (2005). Adjusted for inflation and expressed in 2016 Canadian dollars, the value of associated with reduced mercury emissions is \$6,445 per kilogram.

<sup>38</sup> Les résultats en matière de santé présentés au tableau 3 sont des estimations statistiques fondées sur les changements globaux des risques par habitant. Par exemple, le modèle OEBQA prévoit que sur la période de 2019 à 2055, le Règlement réduirait les risques de décès en Nouvelle-Écosse, ce qui donne une estimation approximative de 90 décès prématurés de moins dans la province. Cependant, cela ne veut pas dire qu'il y aura 90 personnes précises et identifiables qui seront « sauvées » en Nouvelle-Écosse. Ainsi, les avantages de la réglementation pour la santé ne sont pas le nombre de vies « sauvées » en soi, mais plutôt la réduction du risque moyen par habitant. De même, les valeurs des avantages économiques du tableau 4 ne mesurent pas le bénéfice des vies individuelles sauvées ou des hospitalisations évitées. C'est plutôt l'avantage global de la réduction des niveaux de risque individuels dans une province ou une région.

<sup>39</sup> Cette analyse utilise une valeur de 3 900 \$ US (2000) par kilogramme d'émissions de mercure comme estimation de la valeur des répercussions négatives sur la santé associées aux émissions de mercure. Cette valeur est basée sur la recherche de Rice et Hammitt (2005). Ajustée en fonction de l'inflation et exprimée en dollars canadiens de 2016, la valeur associée à la réduction des émissions de mercure est de 6 445 \$ par kilogramme.

*Environmental benefits*

Particulate matter may accumulate on surfaces and alter their optical characteristics, making them appear soiled or dirty, while particulate matter in suspension in the air can block and scatter the direct passage of sunlight to reduce visibility. In addition, high concentrations of ozone can affect crops by reducing their biomass and increasing their vulnerability to stressors such as diseases. Therefore, better air quality may result in reduced surface soiling, improvement in visibility, which may positively impact the general welfare of Canadians, as well as tourism, and increase crop yields. The quantified environmental benefits resulting from the proposed Amendments are estimated to be about \$40 million. The welfare of residential households associated with improvement in visibility is valued at \$29.6 million. Higher crop yields and avoided household cleaning costs account for \$8.2 million and \$2.5 million, respectively. Nova Scotia would receive the largest portion of these benefits, which is consistent with its large reduction in emissions.

Table 4 below presents the estimated environmental benefits, for each modelled impact and province experiencing significant reductions in emissions under the proposed Amendments, with the other provinces/territories aggregated as the “Rest of Canada.”

*Avantages pour l’environnement*

Les MP peuvent s’accumuler sur les surfaces et en altérer leurs caractéristiques optiques, les faisant paraître souillées ou sales. Les MP en suspension dans l’air peuvent empêcher et disperser la lumière du jour et ainsi réduire la visibilité. De plus, des concentrations élevées d’ozone peuvent nuire aux cultures en réduisant leur biomasse et augmenter leur vulnérabilité à des facteurs de stress tels que les maladies. Donc, l’amélioration de la qualité de l’air peut réduire les souillures sur les surfaces, contribuer à une meilleure visibilité, et, par le fait même, avoir des retombées positives pour la santé générale des Canadiens, ainsi que sur le secteur du tourisme, et améliorer le rendement des cultures. On a estimé que les avantages environnementaux découlant des modifications proposées se chiffrent à environ 40 millions de dollars. Le bien-être des ménages résidentiels associé à l’amélioration de la visibilité est évalué à 29,6 millions de dollars. La hausse du rendement des cultures et les coûts d’entretien ménager évités représentent respectivement 8,2 millions de dollars et 2,5 millions de dollars. La Nouvelle-Écosse bénéficierait de la plus grande partie de ces avantages, qui va de pair avec la réduction importante de ses émissions.

Le tableau 4 ci-dessous présente l’estimation des avantages pour l’environnement, selon la modélisation de chaque effet et pour chaque province qui réduit de façon importante ses émissions en vertu du règlement proposé, les autres provinces et territoires étant regroupés sous « reste du Canada ».

**Table 4: Cumulative environmental benefits by impact and province (2019–2055), millions of dollars**

Environmental impact	Agriculture	Soiling	Visibility	Total
Economic indicator	Change in Sales Revenues for Crop Producers	Avoided Costs for Households	Change in Welfare for Households	
Alberta	3	1	5	9
Saskatchewan	1	0	1	3
New Brunswick	0	0	3	4
Nova Scotia	0	1	11	12
Rest of Canada	3	0	9	12
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>29</b>	<b>40</b>

Totals may not add up due to rounding.

**Tableau 4 : Cumul des avantages pour l'environnement, par effet et par province (2019-2055), en millions de dollars**

Effet sur l'environnement	Agriculture	Souillures	Visibilité	Total
Indicateur économique	Variation des revenus tirés des ventes pour les producteurs de cultures	Coûts évités par les ménages	Changement sur le plan du bien-être des ménages	
Alberta	3	1	5	9
Saskatchewan	1	0	1	3
Nouveau-Brunswick	0	0	3	4
Nouvelle-Écosse	0	1	11	12
Reste du Canada	3	0	9	12
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>29</b>	<b>40</b>

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

The estimate above for total environmental benefits should be considered to be conservative, because several benefits could not be quantified. The reduction in concentrations of ozone and PM may benefit the health of forest ecosystems and may reduce the risk of illness or premature death within sensitive wildlife or livestock populations. This 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.

### **Compliance costs**

The incremental cost of the proposed Amendments is estimated to be \$2.2 billion between 2019 and 2055.

Total spending on electric utility generation was calculated for each year and each province in Canada for the baseline and the policy scenarios. The values for costs presented in this analysis are the difference between the two scenarios.

Incremental costs associated with the proposed Amendments are divided into three categories: capital costs, supply costs, and reduced electricity use. Almost all of the incremental cost is attributable to additional fuel costs or purchased power from another region.

### *Capital costs*

Capital costs represent a one-time expenditure for building replacement capacity, refurbishing existing units, and decommissioning units that have reached their end of life. Costs for replacement capacity and decommissioning would be seen in both the baseline and policy scenarios, but at different times. Refurbishment costs are

Il convient de considérer comme prudentes les estimations des avantages pour l'environnement ci-dessus, car plusieurs avantages n'ont pu être quantifiés. La réduction des concentrations d'ozone et de MP peut améliorer la santé des écosystèmes forestiers et réduire les risques de maladie ou de décès prématurés au sein des populations de bétail ou d'espèces sauvages sensibles. Pour l'industrie agroalimentaire, cela signifierait une diminution des coûts de traitement et des pertes économiques. Cependant, il n'a pas été possible de quantifier ces avantages au moyen du modèle MEQA2, en raison des limites des données et des méthodes.

### **Coûts liés à la conformité**

Les coûts supplémentaires découlant des modifications proposées s'élèveraient à 2,2 milliards de dollars entre 2019 et 2055.

Les dépenses totales pour la production d'électricité par les services publics ont été calculées par année et par province au Canada pour le scénario de base et le scénario réglementaire. Les valeurs établies pour les coûts présentés dans l'analyse correspondent à la différence entre les deux scénarios.

Les coûts additionnels associés aux modifications proposées sont divisés en trois catégories : les coûts en capital, les coûts d'approvisionnement et la consommation d'électricité réduite. La majeure partie de ces coûts est attribuable aux coûts des carburants additionnels ou à l'énergie achetée d'une autre région.

### *Coûts en capital*

Les coûts en capital sont les dépenses uniques pour la mise en service d'une nouvelle capacité et la mise hors service des groupes électriques qui ont atteint leur fin de vie. Les coûts de remplacement de capacité et de mise hors service s'appliqueraient dans les deux scénarios mais à différents moments. Les coûts de remise à niveau sont les

investments intended to restore the operational integrity of the unit. When a coal-fired unit is shut down early, refurbishment costs would be avoided.

There are large up-front capital costs for compliance between 2026 and 2030 as replacement units are built and coal units are decommissioned. This is offset by avoided construction in later years and avoided refurbishment costs to keep coal-fired generating units running beyond 2030.

Overall, the net capital costs of compliance with the proposed Amendments would total \$85 million, as seen in Table 5. The values in Table 5.A (net construction costs), Table 5.B (refurbishment costs) and Table 5.C (decommissioning costs) sum to the totals presented in Table 5.

investissements qui visent à rétablir l'intégrité fonctionnelle du groupe. Les coûts de remise à niveau seraient évités lorsqu'un groupe alimenté au charbon est mis hors service prématurément.

Il y a des coûts ponctuels initiaux importants pour assurer la conformité entre 2026 et 2030 alors que des groupes de remplacement sont construits et les groupes de charbon sont mis hors service. Ceci est compensé en évitant des coûts de construction durant les années qui suivent et en évitement de coûts de remise à niveau qui permettraient au groupe alimenté au charbon de continuer à fonctionner au-delà de 2030.

Au total, les coûts en capital nets nécessaires pour se conformer aux modifications proposées totaliseraient 85 millions de dollars, tel qu'il est indiqué au tableau 5. Les valeurs du tableau 5.A (coûts de construction nets), du tableau 5.B (coûts de remise à niveau) et du tableau 5.C (coûts de mise hors de service) sont additionnées et présentées dans le tableau 5.

**Table 5: Incremental capital cost (millions of dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	173	-167	-1	0	0	0	6
Saskatchewan	0	297	-53	-1	-195	13	0	61
New Brunswick	0	241	-171	-34	-127	11	0	-80
Nova Scotia	-40	949	-196	-184	-202	-110	-116	101
<b>Total</b>	<b>-40</b>	<b>1,660</b>	<b>-587</b>	<b>-220</b>	<b>-525</b>	<b>-86</b>	<b>-116</b>	<b>85</b>

Totals may not add up due to small impacts in provinces not directly affected by the proposed Amendments.

**Tableau 5 : Coût en capital additionnel (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	173	-167	-1	0	0	0	6
Saskatchewan	0	297	-53	-1	-195	13	0	61
New Brunswick	0	241	-171	-34	-127	11	0	-80
Nova Scotia	-40	949	-196	-184	-202	-110	-116	101
<b>Total</b>	<b>-40</b>	<b>1 660</b>	<b>-587</b>	<b>-220</b>	<b>-525</b>	<b>-86</b>	<b>-116</b>	<b>85</b>

Les totaux peuvent différer à cause des impacts mineurs dans les provinces qui ne sont pas directement touchées par les modifications proposées.

#### Cost to build replacement capacity

The total cost for commissioning replacement generating capacity is approximately \$466 million.

The price per kilowatt (kW) of commissioning new generating capacity is taken from the *National Renewable*

#### Coût de construction d'une capacité de remplacement

Le coût total pour mettre en service une capacité de production de remplacement est d'environ 466 millions de dollars.

Le prix par kilowatt (kW) de la mise en service d'une nouvelle capacité est tiré du *National Renewable Energy*

*Energy Laboratory 2015 Standard Scenarios Annual Report*<sup>40</sup> and then adjusted for each province through consultation with stakeholders. For example, the undiscounted expected 2030 price of natural gas combined cycle generating capacity is \$1,748/kW in Alberta and Saskatchewan, \$1,624/kW in Nova Scotia, and \$1,020/kW in New Brunswick.

Table 5.A shows the expected incremental construction costs for new generating capacity. Positive values mean that utilities are expected to spend more in the policy scenario than in the baseline scenario. Negative values mean that new construction costs are avoided in the policy scenario. In the case of Nova Scotia, over \$1 billion would be spent in the policy scenario to replace coal-fired generating units with natural gas-fired generating units by 2030. Since these units would be gradually replaced in the baseline scenario, these replacement costs are avoided in subsequent years.

New Brunswick builds approximately 70 MW less wind capacity in the policy scenario than in the baseline scenario, which results in \$18 million savings. In the baseline scenario, the province is expected to have approximately 350 MW of wind capacity by 2035. In the policy scenario, only 280 MW of wind capacity is built by 2035, and none is added later.

*Laboratory 2015 Standard Scenarios Annual Report*<sup>40</sup> et a été corrigé pour chaque province dans le cadre d'une consultation avec les intervenants. Par exemple, les coûts attendus non actualisés en 2030 de la capacité de génération électrique en configuration cycle combiné au gaz naturel est de \$1 748/kW en Alberta et en Saskatchewan, \$ 1 624/kW en Nouvelle-Écosse, et \$ 1 020/kW au Nouveau-Brunswick.

Le tableau 5.A montre les coûts de construction supplémentaires prévus pour une nouvelle capacité de production. Les valeurs positives signifient que les services publics devraient engager des dépenses plus élevées dans le scénario réglementaire que dans celui de base. Les valeurs négatives signifient, quant à elles, que les coûts d'une nouvelle construction sont évités dans le scénario réglementaire. Selon ce même scénario, la Nouvelle-Écosse devra investir, d'ici 2030, plus de un milliard de dollars pour remplacer les groupes de production alimentés au charbon par des centrales au gaz naturel. Par contre, dans le scénario de base, les centrales seraient progressivement remplacées, donc les coûts de remplacement seraient évités dans les années subséquentes.

Au Nouveau-Brunswick, la capacité éolienne aménagée sera inférieure d'environ 70 MW dans le scénario réglementaire par rapport à celui de base, ce qui se traduit par des économies de 18 millions de dollars. Dans le scénario de base, la province devrait disposer d'une capacité éolienne d'environ 350 MW d'ici 2035. En comparaison, le scénario réglementaire ne prévoit qu'une capacité éolienne de 280 MW d'ici 2035, et aucun nouvel aménagement éolien n'est ajouté par la suite.

**Table 5.A: Incremental net construction costs (millions of dollars)**

	2019–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	2051–2055	Total
Alberta	0	9	-7	-1	0	0	0	<b>1</b>
Saskatchewan	0	275	-2	-1	-181	0	0	<b>92</b>
New Brunswick	0	204	-85	-34	-102	0	0	<b>-18</b>
Nova Scotia	0	1,073	-129	-116	-186	-157	-102	<b>383</b>
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>1,561</b>	<b>-224</b>	<b>-152</b>	<b>-470</b>	<b>-157</b>	<b>-103</b>	<b>455</b>

Totals may not add up due to small impacts in provinces not directly affected by the proposed Amendments.

<sup>40</sup> National Renewable Energy Laboratory 2015 Standard Scenarios Annual Report: [http://www.nrel.gov/analysis/data\\_tech\\_baseline.html](http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html).

<sup>40</sup> National Renewable Energy Laboratory 2015 Standard Scenarios Annual Report : [http://www.nrel.gov/analysis/data\\_tech\\_baseline.html](http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html).

**Tableau 5.A : Coûts de construction nets supplémentaires (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	9	-7	-1	0	0	0	1
Saskatchewan	0	275	-2	-1	-181	0	0	92
Nouveau-Brunswick	0	204	-85	-34	-102	0	0	-18
Nouvelle-Écosse	0	1 073	-129	-116	-186	-157	-102	383
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>1 561</b>	<b>-224</b>	<b>-152</b>	<b>-470</b>	<b>-157</b>	<b>-103</b>	<b>455</b>

Les totaux peuvent différer à cause des impacts mineurs dans les provinces qui ne sont pas directement touchées par les modifications proposées.

### Refurbishments

The proposed Amendments would result in \$424 million in net avoided refurbishment costs. This total includes \$502 million in avoided refurbishment costs for coal-fired generating units shut down early, as well as \$78 million in additional refurbishment costs for natural gas-fired units commissioned to replace coal-fired units. Coal-fired electricity generating units are designed to operate for about 25 to 30 years; however, refurbishment can permit life-spans up to 50 years or longer. Refurbishment costs vary according to the scope and intensity of the repairs, the life extension being sought and the type of parts that have to be replaced.

The first refurbishment usually occurs after about 20 years of operation to prevent unplanned outages. An initial refurbishment to extend a unit's life by another 20 years is assumed to cost \$1,008/kW, whereas one that would grant an extension of 15 years would cost only \$504/kW.<sup>41</sup> Subsequent refurbishments are expected to achieve shorter life extensions but cost less because even though older units have higher levels of thermal stress, they have a smaller subset of parts that must be replaced to address this issue. Refurbishment costs for units that have already had at least one refurbishment are therefore assumed to be 60% of the above values.

Since the proposed Amendments would reduce the operational life of affected units, major refurbishments would be avoided. In some cases, utilities would choose to undertake less extensive refurbishments prior to 2030, since the unit would only operate for another 6 or 7 years, as opposed to another 20 years. For example, one unit in

### Remise à neuf

Les modifications proposées permettraient d'éviter de supporter des coûts nets de remise à neuf chiffrés à 424 millions de dollars. Ce total inclut 502 millions de dollars en coûts de remise à neuf évités pour les groupes de production d'électricité alimentés au charbon mis hors service hâtivement, en plus de 78 millions de dollars en coûts additionnels pour les groupes alimentés au gaz naturel qui ont remplacé les groupes au charbon. Les groupes de production d'électricité au charbon sont conçus pour fonctionner pendant environ 25 à 30 ans. Toutefois, la remise à neuf de ces centrales peut prolonger leur durée de vie à 50 ans et plus. Les coûts de remise à neuf varient selon la nature et l'ampleur des réparations, le nombre d'années de prolongation recherché et le type de pièces à remplacer.

Les premiers travaux de remise à neuf sont généralement effectués après environ 20 ans de fonctionnement afin de prévenir les défaillances imprévues. On a présumé que les travaux de remise à neuf entrepris initialement pour ajouter 20 ans à la durée de vie d'un groupe existant coûtent 1 008 \$/kW, tandis que ceux pour une prolongation de 15 ans ne coûtent que 504 \$/kW<sup>41</sup>. Les travaux de remise à neuf subséquents ne viseraient pas à prolonger la durée de vie utile d'autant d'années, et leur coût est moindre parce que, même si les groupes en fin de vie utile sont soumis à un niveau élevé de stress thermique, leur sous-ensemble de pièces à remplacer est plus restreint. Dans les cas des groupes ayant déjà fait l'objet de travaux de remise à neuf au moins une fois, on a donc présumé que les coûts de remise à neuf correspondent à 60 % des valeurs ci-dessus.

Les modifications proposées réduiraient la durée de vie des groupes visés et permettraient ainsi d'éviter des travaux de remise à neuf majeurs. Dans certains cas, les services publics choisiraient d'effectuer des travaux de remise à neuf moins importants avant 2030, étant donné que le groupe ne serait encore en service que pendant 6 ou 7 ans,

<sup>41</sup> Parsons Brinckerhoff. (2009). *Thermal Power Station Advice: Report for the Electricity Commission*. Retrieved May 18, 2017, from <https://www.ea.govt.nz/dmsdocument/964>.

<sup>41</sup> Parsons Brinckerhoff. (2009). *Thermal Power Station Advice: Report for the Electricity Commission*. Consulté le 18 mai 2017, à l'adresse : <https://www.ea.govt.nz/dmsdocument/964>.

Nova Scotia is expected to require refurbishments in 2022. In the baseline scenario, an extensive refurbishment would enable the unit to operate for another 20 years before it would need to be refurbished again. In the policy scenario, the refurbishment would be less extensive, since the unit would be shut down after eight years. This would result in approximately \$40 million in avoided refurbishment costs.

Natural gas-fired units would be refurbished after about 20 years in operation. The estimated average refurbishment cost of a natural gas combined cycle unit would be about \$126/kW. Table 5.B shows these costs from the units that would otherwise be invested in refurbishment.

et non pendant 20 ans de plus. Par exemple, on s'attend à ce qu'un groupe en Nouvelle-Écosse requière une remise à niveau en 2022. Dans le scénario de base, une remise à niveau exhaustive permettrait au groupe d'opérer pendant une période supplémentaire de 20 ans avant de nécessiter une nouvelle remise à niveau. Dans le scénario réglementaire, la remise à niveau serait moins exhaustive puisque le groupe serait mis hors service après huit années, ce qui entraînerait un évitement de coûts de remise à niveau d'approximativement 40 millions de dollars.

Les groupes alimentés au gaz naturel seraient remis à niveau après environ 20 années d'opération. Le coût moyen estimé de remise à niveau d'un groupe en configuration cycle combiné au gaz naturel est d'approximativement 126 \$/kW. Le tableau 5.B illustre ces coûts pour les groupes qui auraient autrement nécessité une remise à niveau.

**Table 5.B: Incremental net refurbishment costs (millions of dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	0	0	0	0	0	0	0
Saskatchewan	0	0	-51	0	0	13	0	-38
New Brunswick	0	0	-86	0	0	11	0	-75
Nova Scotia	-40	-209	-57	-59	0	54	0	-311
<b>Total</b>	<b>-40</b>	<b>-209</b>	<b>-194</b>	<b>-59</b>	<b>0</b>	<b>78</b>	<b>0</b>	<b>-424</b>

**Tableau 5.B : Coûts supplémentaires nets de la remise à neuf (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	0	0	0	0	0	0	0
Saskatchewan	0	0	-51	0	0	13	0	-38
Nouveau-Brunswick	0	0	-86	0	0	11	0	-75
Nouvelle-Écosse	-40	-209	-57	-59	0	54	0	-311
<b>Total</b>	<b>-40</b>	<b>-209</b>	<b>-194</b>	<b>-59</b>	<b>0</b>	<b>78</b>	<b>0</b>	<b>-424</b>

#### *Decommissioning costs*

The cost of decommissioning units is expected to be \$54 million. Units are expected to be decommissioned the year they cease operating. In the policy scenario all decommissioning costs for coal-fired units would be carried in 2030. These costs would then be avoided in the future. Decommissioning costs are assumed to be \$117/kW when scrap material credit is taken into account. This cost accounts for activities such as dismantling boilers, demolishing structures and asbestos remediation. It also includes project expenses such as securing permits and insurance, renting heavy equipment and hiring operating engineers.

#### *Coûts de mise hors service*

La mise hors service de groupes existants devrait coûter 54 millions de dollars, et elle devrait se produire pendant l'année au cours de laquelle les groupes cessent leurs activités. Dans le scénario réglementaire, la totalité des coûts de mise hors service des groupes alimentés au charbon sera payée en 2030. Ces coûts sont alors évités dans les années subséquentes. On a présumé que les coûts de mise hors service atteindront 117 \$/kW, en tenant compte du crédit pour les matières mises au rebut. Ce chiffre s'applique à des activités telles que le démantèlement de chaudières, la démolition de structures et le désamiantage. Il comprend également les dépenses de projet, notamment pour obtenir des permis et des assurances, louer de la

machinerie lourde et embaucher des opérateurs de machinerie lourde.

Since the real cost does not change over time, the incremental impact is the time value of money spent at different periods.

Les coûts réels ne variant pas au fil du temps, l'incidence additionnelle est la valeur temporelle de l'argent dépensé à des périodes différentes.

**Table 5.C: Incremental net decommissioning costs (millions of dollars)**

	2019–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	2051–2055	Total
Alberta	0	164	–159	0	0	0	0	5
Saskatchewan	0	22	0	0	–15	0	0	7
New Brunswick	0	37	0	0	–25	0	0	13
Nova Scotia	0	85	–10	–9	–16	–7	–13	29
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>308</b>	<b>–169</b>	<b>–9</b>	<b>–56</b>	<b>–7</b>	<b>–13</b>	<b>54</b>

**Tableau 5.C : Coûts nets supplémentaires de mise hors service (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	164	–159	0	0	0	0	5
Saskatchewan	0	22	0	0	–15	0	0	7
Nouveau-Brunswick	0	37	0	0	–25	0	0	13
Nouvelle-Écosse	0	85	–10	–9	–16	–7	–13	29
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>308</b>	<b>–169</b>	<b>–9</b>	<b>–56</b>	<b>–7</b>	<b>–13</b>	<b>54</b>

#### Electricity supply costs

The additional cost of supplying customers with electricity in Canada would be \$1,894 million between 2019 and 2055. Electricity supply costs are ongoing costs associated with delivering electricity to customers. Supply costs consist of operations and maintenance (O&M) [the non-fuel cost for generating electricity], fuel, out of province purchases (the price paid to import electricity), and lost revenue from foregone exports. These are discussed below. The values in tables 6.A (changes to electricity trade with other regions), 6.B (operating and maintenance costs), and 6.C (fuel costs), sum to the values presented in Table 6.

#### Coûts d'approvisionnement en électricité

Entre 2019 et 2055, il en coûterait 1 894 millions de dollars de plus pour approvisionner les consommateurs en électricité au Canada. Les coûts d'approvisionnement en électricité sont des coûts permanents liés à la fourniture d'électricité aux consommateurs. Les coûts d'approvisionnement comprennent les dépenses de fonctionnement et d'entretien (coûts autres que ceux des combustibles pour la production d'électricité), les combustibles, les achats à l'extérieur de la province (le prix payé pour importer de l'électricité) et la perte de revenus en raison des manques à gagner des exportations. Ces coûts sont indiqués ci-dessous. Les valeurs des tableaux 6.A (changements dans les échanges avec d'autres régions), 6.B (coûts d'opération et d'entretien), et 6.C (coûts de carburant) s'additionnent pour obtenir les valeurs du tableau 6.

**Table 6: Incremental impact on the cost to supply electricity (millions of dollars)**

	2019–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	2051–2055	Total
Alberta	0	167	–48	–5	0	0	0	115
Saskatchewan	0	18	73	60	21	0	0	172
New Brunswick	0	35	228	212	106	–13	–5	563
Nova Scotia	0	52	173	267	303	196	37	1,028
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>289</b>	<b>382</b>	<b>567</b>	<b>437</b>	<b>186</b>	<b>33</b>	<b>1,894</b>

**Tableau 6 : Répercussions supplémentaires sur le coût de l'approvisionnement en électricité (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	167	-48	-5	0	0	0	115
Saskatchewan	0	18	73	60	21	0	0	172
Nouveau-Brunswick	0	35	228	212	106	-13	-5	563
Nouvelle-Écosse	0	52	173	267	303	196	37	1 028
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>289</b>	<b>382</b>	<b>567</b>	<b>437</b>	<b>186</b>	<b>33</b>	<b>1 894</b>

### *Electricity trade*

The North American electricity grid is strongly interconnected, particularly in eastern regions. Historically, Canada is a net exporter of electricity to the United States, mainly due to the availability of low-cost hydroelectric generating resources. In 2016, electricity trade with the United States resulted in a net export of 63.8 TWh, with net revenue of \$2.7 billion.<sup>42</sup>

The proposed Amendments would slightly increase imports and reduce electricity exports since a greater portion of domestic capacity would be used to supply the domestic market. Net exports to the United States would be an average of 2.8 TWh lower per year between 2030 and 2044 in the policy scenario relative to the baseline scenario. Cumulatively, exports to the United States are 39.5 TWh lower in the policy scenario than in the baseline scenario. The reduction in net export revenue would be approximately \$1.4 billion. It should be noted that Canada remains a net exporter of electricity in both the baseline and policy scenarios, and the change in trade represents a small share of overall electricity demand in Canada.

Most of the reduction in electricity exports is due to the expected change in flows from Quebec. A portion of the electricity that is currently exported to New York State or New England in the baseline scenario would be sent to New Brunswick in the policy scenario. The loss in export revenue represents a welfare loss to Canadians and is attributed to New Brunswick. There would also be a loss of exports to the United States associated with a decrease in electricity generated in Nova Scotia that would have travelled to the United States through New Brunswick. The value of reduced exports attributed to Nova Scotia is approximately \$181 million.

### *Échanges d'électricité*

Le réseau électrique nord-américain est fortement intégré, particulièrement dans les régions de l'est. Historiquement, le Canada est un exportateur net d'électricité aux États-Unis, résultant principalement des ressources hydroélectriques à coûts faibles. En 2016, les échanges en électricité avec les États-Unis se sont traduits par une exportation nette de 63,8 TWh, représentant un revenu net de 2,7 milliards de dollars<sup>42</sup>.

Les modifications proposées entraîneraient une légère augmentation des importations et une réduction des exportations puisqu'une plus grande proportion de la capacité serait utilisée pour subvenir aux besoins du marché. Les exportations nettes aux États-Unis diminueraient en moyenne de 2,8 TWh par année entre 2030 et 2044 dans le scénario réglementaire relativement au scénario de base. Cumulativement, les exportations vers les États-Unis sont inférieures de 39,5 TWh dans le scénario réglementaire par rapport au scénario de base. La réduction en revenu net d'exportation représente approximativement 1,4 milliard de dollars. Notons que le Canada demeure un exportateur net d'électricité dans les deux scénarios et que le changement dans le niveau des échanges représente une petite part de la demande totale au Canada.

La majorité des réductions des exportations d'électricité résulte du changement attendu dans les flux du Québec. Une portion de l'électricité qui est actuellement exportée à l'État de New York ou en Nouvelle Angleterre dans le scénario de base serait envoyée au Nouveau-Brunswick dans le scénario réglementaire. La perte de revenu d'exportation représente une perte de bien-être pour les Canadiens et est attribuable au Nouveau-Brunswick. Il y aurait une perte d'exportation aux États-Unis associée à une diminution de la génération en Nouvelle-Écosse qui aurait abouti aux États-Unis en transit à travers le Nouveau-Brunswick. La valeur de la réduction des exportations attribuable à la Nouvelle-Écosse est d'approximativement 181 millions de dollars.

<sup>42</sup> 2016 Electricity Exports and Imports Summary: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/lctrct/stt/lctrctysmmr/2016/smmry2016-eng.html>.

<sup>42</sup> Résumé statistique des exportations et importations d'électricité en 2016 : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/lctrct/stt/lctrctysmmr/2016/smmry2016-fra.html>.

Table 6.A shows the net impact on electricity trade balances for affected provinces. This includes both import spending and lost revenue.

Le tableau 6.A montre les répercussions nettes sur la balance commerciale de l'électricité pour les provinces touchées, ce qui inclut à la fois les dépenses d'importations et les pertes de revenus.

**Table 6.A: Incremental impact on the electricity trade balance (millions of dollars)**

	2019–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	2051–2055	Total
Alberta	0	0	0	0	0	0	0	0
Saskatchewan	0	0	–12	0	0	0	0	–13
New Brunswick	0	138	455	430	223	–13	–5	1,229
Nova Scotia	0	25	116	12	12	11	4	181
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>186</b>	<b>516</b>	<b>479</b>	<b>242</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,423</b>

Totals may not add up due to small impacts in provinces not directly affected by the proposed Amendments.

**Table 6.A : Impact différentiel sur la balance commerciale de l'électricité (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	0		0	0	0	0	0
Saskatchewan	0	0	–12	0	0	0	0	–13
Nouveau-Brunswick	0	138	455	430	223	–13	–5	1 229
Nouvelle-Écosse	0	25	116	12	12	11	4	181
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>186</b>	<b>516</b>	<b>479</b>	<b>242</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 423</b>

Les totaux peuvent différer à cause des impacts mineurs dans les provinces qui ne sont pas directement touchées par les modifications proposées.

### O&M costs

Natural gas-fired electricity generating units have lower fixed and variable O&M costs than coal-fired electricity generating units. The average undiscounted cost of fixed and variable O&M for a natural gas-fired combined cycle unit is expected to be approximately \$6,210/MW, and \$1.6/megawatt-hour (MWh), respectively in all provinces between 2019 and 2055. Whereas the average undiscounted costs for a coal-fired unit are \$12,000/MW for fixed O&M and \$2.1/MWh for variable O&M, over the same period.

The proposed Amendments would result in lower O&M costs of about \$196 million. Table 6.B shows the combined fixed and variable O&M savings as a result of the proposed Amendments.

### Coûts de fonctionnement et d'entretien

Les groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel présentent des coûts de fonctionnement et d'entretien fixes et variables plus bas que les groupes de production d'électricité alimentés au charbon. La moyenne non actualisée des coûts fixes et variables d'opération et d'entretien pour un groupe à configuration cycle combiné au gaz naturel serait d'approximativement 6 210 \$/MW et de 1,6 \$/mégawattheure (MWh), respectivement, dans toutes les provinces entre 2019 et 2055. La moyenne non actualisée des coûts pour un groupe au charbon est de 12 000 \$/MW pour les coûts de fonctionnement et d'entretien fixes et de 2,1 \$/MWh pour les coûts de fonctionnement et d'entretien variables pour la même période.

Les modifications proposées représenteraient des coûts de fonctionnement et d'entretien moindres, d'environ 196 millions de dollars. Le tableau 6.B regroupe les économies en coûts de fonctionnement et d'entretien fixes et variables qui résulteraient des modifications proposées.

**Table 6.B: Incremental operating and maintenance costs (millions of dollars)**

	2019–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	2051–2055	Total
Alberta	0	-17	-3	0	0	0	0	-21
Saskatchewan	0	-1	-7	-6	-2	0	0	-16
New Brunswick	0	-8	-29	-26	-14	0	0	-76
Nova Scotia	0	-7	-29	-22	-15	-9	-3	-85
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>-32</b>	<b>-67</b>	<b>-54</b>	<b>-31</b>	<b>-9</b>	<b>-3</b>	<b>-196</b>

Totals may not add up due to small impacts in provinces not directly affected by the proposed Amendments.

**Tableau 6.B : Coûts de fonctionnement et d'entretien supplémentaires (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	-17	-3	0	0	0	0	-21
Saskatchewan	0	-1	-7	-6	-2	0	0	-16
Nouveau-Brunswick	0	-8	-29	-26	-14	0	0	-76
Nouvelle-Écosse	0	-7	-29	-22	-15	-9	-3	-85
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>-32</b>	<b>-67</b>	<b>-54</b>	<b>-31</b>	<b>-9</b>	<b>-3</b>	<b>-196</b>

Les totaux peuvent différer à cause des impacts mineurs dans les provinces qui ne sont pas directement touchées par les modifications proposées.

#### Fuel costs

Fuel costs account for most variable generating expenses for thermal units. The proposed Amendments would result in net fuel costs totalling \$667 million.

Table 6.C shows the expected incremental fuel costs of the proposed Amendments, which would total \$667 million over the time frame. While fuel costs for most affected provinces would increase, New Brunswick would experience fuel savings from shutting down the coal-fired electricity generating unit in 2030 and replacing the lost generation with imports from Quebec.<sup>43</sup>

#### Coûts des combustibles

Les coûts des combustibles constituent la majeure partie des dépenses variables de production pour les groupes thermiques. Selon les modifications proposées, les coûts nets des combustibles totaliseraient 667 millions de dollars.

Le tableau 6.C comprend les coûts additionnels attendus des modifications proposées qui totaliseraient 667 millions de dollars pour la période d'analyse. Pendant que le coût des combustibles augmenterait dans la plupart des provinces touchées, le Nouveau-Brunswick connaîtrait une économie en combustibles résultant de la mise hors service du groupe de production d'électricité alimenté au charbon en 2030 et le remplacement de la perte de génération par des importations du Québec<sup>43</sup>.

**Table 6.C: Incremental fuel costs (millions of dollars)**

	2019–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	2051–2055	Total
Alberta	0	184	-45	-4	0	0	0	135
Saskatchewan	0	20	92	66	23	0	0	201
New Brunswick	0	-96	-198	-193	-103	0	0	-590
Nova Scotia	0	34	86	277	306	194	36	932
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>135</b>	<b>-67</b>	<b>143</b>	<b>225</b>	<b>194</b>	<b>36</b>	<b>667</b>

Totals may not sum due to small impacts in provinces not directly affected by the proposed Amendments.

<sup>43</sup> NB Power spent \$31 million on coal in 2016. NB Power 2015–2016 Annual Report, page 85: <https://www.nbpower.com/media/679296/nbp-ar-en-2016-web-res.pdf>.

<sup>43</sup> Énergie NB a dépensé 31 millions de dollars pour le charbon en 2016. Rapport annuel 2015-2016 d'Énergie NB, page 88 : [https://www.nbpower.com/media/679840/nb-power-fr-annual-report\\_2016.pdf](https://www.nbpower.com/media/679840/nb-power-fr-annual-report_2016.pdf).

**Tableau 6.C : Coûts des combustibles supplémentaires (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	184	-45	-4	0	0	0	135
Saskatchewan	0	20	92	66	23	0	0	201
Nouveau-Brunswick	0	-96	-198	-193	-103	0	0	-590
Nouvelle-Écosse	0	34	86	277	306	194	36	932
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>135</b>	<b>-67</b>	<b>143</b>	<b>225</b>	<b>194</b>	<b>36</b>	<b>667</b>

Les totaux peuvent différer à cause des impacts mineurs dans les provinces qui ne sont pas directement touchées par les modifications proposées.

Fuel prices vary by province and over time, but as shown in Table 7, the expected price paid by electric utility generators for natural gas is expected to be approximately double the cost of coal when compared in terms of cost for delivered energy, measured as dollars per million British thermal units (MMBtu).

Coal prices are forecast based on historic prices adjusted using the growth rate of the average mine mouth coal price taken from the U.S. Energy Information Administration Annual Energy Outlook 2015 reference case.

Historical natural gas prices are based on data from Statistics Canada, and future prices are forecast according to the world natural gas price from the National Energy Board's projection for the Henry Hub prices and adjusted regionally through consultation with stakeholders.

Le prix du carburant varie entre les provinces. Cependant, comme il est illustré dans le tableau 7, on s'attend à ce que le prix prévu payé par les générateurs d'électricité de gaz naturel soit le double du coût du charbon s'il est comparé en termes de coût d'énergie livrée, mesuré en dollars par millions d'unités thermales britanniques (MMBtu).

La prévision du prix du charbon est établie à partir des prix historiques qui sont ajustés en fonction du taux de croissance du prix moyen du charbon à l'entrée de la mine tiré du cas de référence publié dans le rapport de l'Energy Information Administration des États-Unis intitulé Annual Energy Outlook 2015.

Le prix historique du gaz naturel est fondé sur les données de Statistique Canada, et le prix futur est estimé selon le prix mondial du gaz naturel établi par la projection des prix du carrefour Henry de l'Office national de l'énergie et corrigé à l'échelle régionale à la suite d'une consultation avec les intervenants.

**Table 7: Electricity fuel prices (dollars per MMBtu)**

		Alberta	Saskatchewan	New Brunswick	Nova Scotia
2020	Coal	1.45	2.15	5.54	3.91
	Natural gas	3.50	4.03	9.01	7.37
2030	Coal	1.64	2.34	5.72	4.26
	Natural gas	4.23	4.48	9.18	7.51
2040	Coal	1.82	2.52	5.90	4.44
	Natural gas	4.58	4.83	9.53	7.87
2050	Coal	1.82	2.52	5.90	4.44
	Natural gas	4.58	4.83	9.53	7.87

**Tableau 7 : Prix des combustibles pour les services d'électricité (en dollars par MMBtu)**

		Alberta	Saskatchewan	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse
2020	Charbon	1,45	2,15	5,54	3,91
	Gaz naturel	3,50	4,03	9,01	7,37
2030	Charbon	1,64	2,34	5,72	4,26
	Gaz naturel	4,23	4,48	9,18	7,51

		Alberta	Saskatchewan	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse
<b>2040</b>	Charbon	1,82	2,52	5,90	4,44
	Gaz naturel	4,58	4,83	9,53	7,87
<b>2050</b>	Charbon	1,82	2,52	5,90	4,44
	Gaz naturel	4,58	4,83	9,53	7,87

#### Welfare loss from reduced electricity use

In 2015, Canadians consumed 512.9 TWh of electricity from utility generators.<sup>44</sup> In the baseline scenario, domestic demand for electricity from utility generators is expected to increase to 608.3 TWh by 2040. In the policy scenario, electricity demand in 2040 would be nearly 200 GWh lower.

Since, in most cases, compliance costs would be passed on to consumers, retail prices would be higher in the policy scenario relative to the baseline scenario. In response to higher prices, consumers would shift behaviour toward lower electricity-dependent activities or more efficient technologies. The quantified impact of the cost of reduced electricity-dependent behaviour is calculated as the change in domestic electricity consumption multiplied by the retail electricity prices in the policy scenario. This is a measure of how much consumers in the policy scenario would need to be compensated to use the same level of electricity as in the baseline scenario. In terms of welfare loss, this is similar to compensating variation. This measure may overstate the true welfare cost since it does not account for the welfare gained from the substitution toward lower electricity-dependent activities. As shown in Table 8, the value of the loss in welfare would be approximately \$248 million.

#### Perte de bien-être découlant d'une consommation d'électricité réduite

En 2015, les Canadiens ont consommé 512,9 TWh d'électricité provenant des services publics<sup>44</sup>. Dans le scénario de base, la demande nationale en électricité provenant des services publics devrait s'élever à 608,3 TWh d'ici 2040. Dans le scénario réglementaire, en 2040, la demande en électricité serait inférieure d'environ 200 GWh.

Les prix au détail seraient plus élevés dans le scénario réglementaire que dans celui de base, car les coûts de la conformité seraient en majeure partie répercutés sur les consommateurs. Confrontés à une hausse des prix, les consommateurs se tourneraient vers des activités moins énergivores ou opteraient pour des technologies plus efficaces. Le scénario réglementaire quantifie la répercussion du coût d'une diminution de la consommation d'électricité et d'un changement de comportement de la part des consommateurs en multipliant la variation de la consommation nationale d'électricité par le prix de vente au détail de l'électricité. Le résultat ainsi obtenu indique, pour le scénario réglementaire, la mesure dans laquelle les consommateurs devraient obtenir une compensation pour utiliser la même consommation d'électricité que dans le scénario de base. Pour ce qui est de la perte de bien-être, le calcul est le même que pour la compensation de la variation. Cette mesure peut surestimer le véritable coût du bien-être, car elle ne tient pas compte du gain en matière de bien-être découlant du remplacement des activités énergivores par des activités consommant moins d'électricité. Comme le montre le tableau 8, la valeur de la perte de bien-être se chiffrerait à environ 248 millions de dollars.

**Table 8: Incremental electricity welfare cost (millions of dollars)**

	2019–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2041–2045	2046–2050	2051–2055	<b>Total</b>
Alberta	0	0	49	9	0	0	0	<b>58</b>
Saskatchewan	0	0	0	12	6	0	0	<b>18</b>
New Brunswick	0	0	5	41	32	0	0	<b>79</b>
Nova Scotia	0	0	12	25	28	24	5	<b>94</b>
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>66</b>	<b>87</b>	<b>66</b>	<b>24</b>	<b>5</b>	<b>248</b>

<sup>44</sup> This total does not include electricity produced by industrial generators for their own use. Source: Statistics Canada. Table 127-0008 — Supply and disposition of electric power, electric utilities and industry, annual, CANSIM (database). Accessed January 29, 2018.

<sup>44</sup> La somme totale ne comprend pas l'électricité produite par les producteurs industriels pour leur propre consommation. Source : Statistique Canada. Tableau 127-0008 — Disponibilité et écoulement de l'énergie électrique, services d'électricité et industrie, annuel, CANSIM (base de données). Consulté le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

**Tableau 8 : Coût supplémentaire de la réduction de la consommation d'électricité et de la perte de bien-être (en millions de dollars)**

	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
Alberta	0	0	49	9	0	0	0	58
Saskatchewan	0	0	0	12	6	0	0	18
Nouveau-Brunswick	0	0	5	41	32	0	0	79
Nouvelle-Écosse	0	0	12	25	28	24	5	94
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>66</b>	<b>87</b>	<b>66</b>	<b>24</b>	<b>5</b>	<b>248</b>

**Government costs**

There would be negligible incremental government costs associated with the administration, compliance promotion, and enforcement of the proposed Amendments. Costs to government from the Regulations were identified in the 2012 Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS).<sup>45</sup> A minimal and reactive compliance promotion approach would be adopted by the Department within the first year after the publication of the proposed Amendments. This would include posting information on the Government of Canada website, including the amended Regulations, this RIAS, frequently asked questions, and answers to information or clarification requests.

## Summary of benefits and costs

**Coûts pour le gouvernement**

L'administration des modifications proposées, la promotion de la conformité et l'application du Règlement entraîneraient une hausse négligeable des coûts pour le gouvernement. Ces coûts ont été présentés dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation (RÉIR) de 2012<sup>45</sup>. Le Ministère adopterait une approche minimale et réactive en matière de promotion de la conformité au cours de la première année suivant la publication des modifications proposées. Cela comprendrait la publication de renseignements sur le site Web du gouvernement du Canada, dont le règlement modifié, le présent RÉIR, une foire aux questions et la réponse aux demandes d'information ou d'éclaircissements.

## Résumé des avantages et des coûts

**Table 9: Summary of impacts (millions of dollars, discounted to 2017 using a 3% discount rate)**

Quantified impacts	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
<b>Benefits</b>								
Avoided climate change damage	0	643	1,169	1,038	597	131	47	3,626
Air quality improvement	0	450	425	256	120	17	5	1,273
<b>Total benefits</b>	<b>0</b>	<b>1,093</b>	<b>1,594</b>	<b>1,294</b>	<b>717</b>	<b>149</b>	<b>51</b>	<b>4,898</b>
<b>Costs</b>								
Capital costs	-40	1,660	-587	-220	-525	-86	-116	85
Electricity supply costs	0	289	382	567	437	186	33	1,894
Reduced electricity use	0	-12	66	87	66	24	5	237
<b>Total costs</b>	<b>-40</b>	<b>1,938</b>	<b>-139</b>	<b>434</b>	<b>-23</b>	<b>123</b>	<b>-78</b>	<b>2,216</b>
<b>Net benefits</b>	<b>40</b>	<b>-846</b>	<b>1,734</b>	<b>860</b>	<b>740</b>	<b>25</b>	<b>129</b>	<b>2,683</b>

<sup>45</sup> Enforcement costs presented in the 2012 RIAS were approximately \$1.17 million (in 2010 CAD) between 2015 and 2035. While the incremental impact of the proposed Amendments on enforcement costs would be negligible, modelling using more recent data determined enforcement costs to be approximately \$4 million (in 2016 CAD) between 2019 and 2055.

<sup>45</sup> Dans le RÉIR de 2012, les coûts de mise en application entre 2015 et 2035 représentaient environ 1,17 million de dollars (en 2010 CAD). Bien que les retombées additionnelles des modifications proposées sur les coûts d'application puissent être négligeables, la modélisation, utilisant des données plus récentes, a évalué les coûts entre 2019 et 2055 à environ 4 millions de dollars (en 2016 CAD).

Other quantified metrics								
Reduction in GHG emissions (Mt CO <sub>2</sub> e)	0	16	31	29	18	4	2	<b>100</b>
Reduction in NO <sub>x</sub> emissions (kt)	0	37	73	56	34	5	1	<b>206</b>
Reduction in SO <sub>x</sub> emissions (kt)	0	90	223	150	75	13	5	<b>555</b>

**Tableau 9 : Résumé des répercussions (en millions de dollars, actualisés à 2017 utilisant un taux d'actualisation de 3%)**

Répercussions quantifiées	2019-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	Total
<b>Avantages</b>								
Domages liés aux changements climatiques évités	0	643	1 169	1 038	597	131	47	<b>3 626</b>
Amélioration de la qualité de l'air	0	450	425	256	120	17	5	<b>1 273</b>
<b>Total des avantages</b>	<b>0</b>	<b>1 093</b>	<b>1 594</b>	<b>1 294</b>	<b>717</b>	<b>149</b>	<b>51</b>	<b>4 898</b>
<b>Coûts</b>								
Coûts en capital	-40	1 660	-587	-220	-525	-86	-116	<b>85</b>
Coûts d'approvisionnement en électricité	0	289	382	567	437	186	33	<b>1 894</b>
Consommation d'électricité réduite	0	-12	66	87	66	24	5	<b>237</b>
<b>Total des coûts</b>	<b>-40</b>	<b>1 938</b>	<b>-139</b>	<b>434</b>	<b>-23</b>	<b>123</b>	<b>-78</b>	<b>2 216</b>
<b>Avantages nets</b>	<b>40</b>	<b>-846</b>	<b>1 734</b>	<b>860</b>	<b>740</b>	<b>25</b>	<b>129</b>	<b>2 683</b>
<b>Autres paramètres quantifiés</b>								
Réduction des émissions de GES (Mt d'éq. CO <sub>2</sub> )	0	16	31	29	18	4	2	<b>100</b>
Réduction des émissions de NO <sub>x</sub> (kt)	0	37	73	56	34	5	1	<b>206</b>
Réduction des émissions de SO <sub>x</sub> (kt)	0	90	223	150	75	13	5	<b>555</b>

The anticipated GHG emission reductions of 100 Mt would be achieved at an estimated cost of \$22 per tonne by 2055, as shown in Table 10.

The proposed Amendments are expected to reduce GHG emissions by 16.3 Mt CO<sub>2</sub>e in 2030. To achieve these GHG emission reductions, it is expected that compliance costs of \$1.9 billion would be incurred, or \$116 per tonne. This cost per tonne measure is skewed by high upfront costs, while the avoided costs are accrued in the following years.

On a estimé à 22 \$ par tonne le coût de la réduction de 100 Mt d'émissions de GES prévues d'ici 2055, comme le montre le tableau 10.

Les modifications proposées devraient permettre de réduire de 16,3 Mt d'éq. CO<sub>2</sub> d'émissions de GES en 2030. Pour ce faire, des dépenses liées à la conformité de l'ordre de 1,9 milliard de dollars, ou 116 \$ par tonne, devraient être engagées. Cependant, cette mesure du coût par tonne est biaisée par des coûts initiaux élevés, tandis qu'au cours des années subséquentes, les coûts évités sont provisionnés.

**Table 10: Cost per tonne of GHG emission reductions**

	Costs (Millions of Dollars)	GHG Emission Reductions (Mt CO <sub>2</sub> e)	Cost per Tonne
By 2055	2,216	100.5	22.06
By 2030	1,898	16.3	116.22

**Distributional impact analysis**

The Maritimes would be most affected by the proposed Amendments, with over three quarters of the incremental costs occurring in Nova Scotia and New Brunswick. The majority of this cost would come from the increased cost to supply their customers with electricity, either through higher fuel costs or by purchasing power from another region. Table 11 shows the cost breakdown by province, as well as the share of total costs. The share of total costs is close to the share of GHG emission reductions from each province (shown in Table 1).

**Tableau 10 : Coût par tonne des réductions d'émissions des GES**

	Coûts (en millions de dollars)	Réductions des émissions de GES (Mt d'éq. CO <sub>2</sub> )	Coût par tonne
D'ici 2055	2 216	100,5	22,06
D'ici 2030	1 898	16,3	116,22

**Analyse de répartition des répercussions**

Les Maritimes seraient les plus touchées par les modifications proposées, avec la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick encourageant plus des trois quarts des coûts supplémentaires. La majeure partie de ces coûts trouverait son origine dans l'augmentation des coûts de livraison de l'électricité aux clients, soit par des coûts de combustibles plus élevés soit par le pouvoir d'achat d'une autre région. Le tableau 11 illustre la ventilation des coûts par province et la part des coûts totaux. La part des coûts totaux correspond de près à la part des réductions des émissions de GES pour chaque province (illustré dans le tableau 1).

**Table 11: Distribution of compliance costs (millions of dollars)**

	Capital Cost	Supply Costs	Welfare Loss from Reduced Electricity Use	Total Cost	Share of Total Cost
Alberta	6	115	54	175	8%
Saskatchewan	61	172	13	246	11%
New Brunswick	-80	563	77	561	25%
Nova Scotia	101	1,028	93	1,221	55%
Rest of Canada	-3	16	0	12	1%
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>1,894</b>	<b>237</b>	<b>2,216</b>	<b>100%</b>

**Tableau 11 : Répartition des coûts de conformité (en millions de dollars)**

	Coût en capital	Coût d'approvisionnement	Perte de bien-être de l'utilisation d'électricité réduite	Coût total	Part du coût total
Alberta	6	115	54	175	8 %
Saskatchewan	61	172	13	246	11 %
Nouveau-Brunswick	-80	563	77	561	25 %
Nouvelle-Écosse	101	1 028	93	1 221	55 %
Reste du Canada	-3	16	0	12	1 %
<b>Total</b>	<b>85</b>	<b>1 894</b>	<b>237</b>	<b>2 216</b>	<b>100 %</b>

**Competitiveness impact**

As discussed above, the proposed Amendments would increase generation costs. These costs could be recovered through price increases, although these would have to be approved by either the Provincial Cabinet in

**Répercussion sur la concurrence**

Comme il est mentionné ci-dessus, les modifications proposées augmenteraient les coûts de production. Il serait possible de recouvrer ces coûts par une hausse des prix, mais cette mesure devrait recevoir l'approbation soit du

Saskatchewan, or by electricity regulators for New Brunswick and Nova Scotia.

Alberta is not expected to be significantly affected by the proposed federal policy since a coal phase-out is already planned for 2030 as part of the province's Climate Leadership Plan. The proposed Amendments require coal-fired units to shut down one year earlier (by December 31, 2029), but the effects are expected to be minimal in Alberta since business decisions would be largely attributable to the provincial policy.

### **Residential retail price impacts**

The proposed Amendments could affect residential electricity consumers with a limited ability to accommodate higher electricity retail prices. As shown in Table 12, residential electricity prices could be up to 12.3% higher in affected provinces in the policy scenario compared to the baseline scenario. Based on 2016 prices,<sup>46</sup> such an increase would add up to \$184 and \$200 to the average annual electricity bill in New Brunswick and Nova Scotia, respectively.

Cabinet provincial de la Saskatchewan soit des organismes de réglementation en matière d'électricité du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse.

L'Alberta ne devrait pas être très touchée par la politique fédérale proposée, car l'élimination du charbon est déjà prévue pour 2030 dans le cadre de son plan de leadership en matière de climat. Les modifications proposées exigent la fermeture des groupes alimentés au charbon un an plus tôt (le 31 décembre 2029 au plus tard), mais devraient avoir des répercussions minimales en Alberta, étant donné que les décisions d'affaires seraient largement attribuables à la politique provinciale.

### **Répercussions sur le prix au détail pour les consommateurs résidentiels**

Les modifications proposées pourraient avoir des répercussions sur les consommateurs résidentiels d'électricité ayant peu de moyens d'absorber une flambée des prix. Comme le montre le tableau 12, les tarifs d'électricité des clients résidentiels pourraient augmenter d'au plus 12,3 % dans les provinces touchées selon le scénario réglementaire comparativement au scénario de base. D'après les tarifs de 2016<sup>46</sup>, cette augmentation représenterait 184 \$ et 200 \$ de plus par année sur la facture moyenne d'électricité au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, respectivement.

**Table 12: Residential retail price impacts of the proposed Amendments**

	Estimated Average Monthly Electricity Bill in 2016 (\$)	Highest Percentage Increase in Policy Scenario Relative to Baseline Scenario (%)	Estimated Annual Increase in Electricity Spending (\$)
Calgary, Alberta	104.00	8.5	106.08
Regina, Saskatchewan	146.45	1.2	21.09
Moncton, New Brunswick	124.98	12.3	184.47
Halifax, Nova Scotia	158.83	10.5	200.13

**Tableau 12 : Répercussions des modifications proposées sur le tarif de détail facturé aux clients résidentiels**

	Estimation de la facture d'électricité moyenne mensuelle en 2016 (\$)	Hausse en pourcentage la plus élevée dans le scénario réglementaire par rapport au scénario du statu quo (%)	Estimation de l'augmentation annuelle des dépenses d'électricité (\$)
Calgary, Alberta	104,00	8,5	106,08
Regina, Saskatchewan	146,45	1,2	21,09
Moncton, Nouveau-Brunswick	124,98	12,3	184,47
Halifax, Nouvelle-Écosse	158,83	10,5	200,13

<sup>46</sup> Based on an assumed consumption rate of 1 000 kWh per month. *Comparison of Electricity Prices in Major North American Cities 2016* (page 19): [http://www.hydroquebec.com/publications/en/docs/comparaison-electricity-prices/comp\\_2016\\_en.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/en/docs/comparaison-electricity-prices/comp_2016_en.pdf).

<sup>46</sup> Ce total suppose un taux de consommation de 1 000 kWh par mois. *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, 2016* (page 19) : <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/comparaison-prix/comparaison-prix-2016.pdf>.

There is a slightly greater proportion of older residents with lower incomes in New Brunswick and Nova Scotia than in other regions of the country. According to the 2016 Census,<sup>47</sup> 17% of Canadians were older than 64 years of age in 2016. In Nova Scotia and New Brunswick, 20% of the population were over the age of 64 years. The median income reported by individuals who filed income tax returns in 2015 was \$33,920 for all Canadians of all ages,<sup>48</sup> whereas the median income reported by individuals in Nova Scotia was \$31,580 and \$30,480 in New Brunswick.

### **Impacts on Canada's interprovincial and international electricity trade**

Canadian electricity exports are primarily from provinces with large amounts of low-cost, non-emitting electricity generation. For example, Quebec, Manitoba, and British Columbia — provinces that almost exclusively generate hydroelectricity — accounted for roughly two thirds of Canadian exports in 2016. Ontario accounted for approximately 28% of Canadian exports and has no coal-fired electricity generation. While Canadian and U.S. electricity markets are integrated to some extent, limits on transmission systems between the two countries would moderate the impacts on trade flows between the two countries.

The proposed Amendments would not impose any barriers for Canadian exports of electricity to the United States. However, the quantity of Canadian electricity surplus available to be exported could be affected. If provinces affected by the proposed federal Amendments respond to lost capacity by purchasing electricity from other provinces, this may result in fewer exports to the United States. According to the Department's modelling, the proposed Amendments would cause an average of 6% of projected Canadian electricity exports destined for the United States to be redirected to provinces that have phased out coal-fired generation capacity annually between 2030 and 2044. These changes are unlikely to affect the revenue of electricity generators in exporting provinces, which, as a result of the proposed Amendments, would only be selling electricity to different customers.

Market forces, tax incentives, U.S. state-level environmental policies and technology development would be more important determinants of electricity trade balance between Canada and the United States going forward, as

La proportion de résidents âgés à faible revenu est légèrement plus importante au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse que dans d'autres régions du pays. Selon le Recensement de 2016<sup>47</sup>, 17 % des Canadiens étaient âgés de plus de 64 ans en 2016. En Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, ce pourcentage atteignait 20 %. Le revenu médian déclaré par les Canadiens, tous âges confondus, qui ont rempli leur déclaration fiscale en 2015 était de 33 920 \$<sup>48</sup>. Le revenu médian déclaré par des particuliers en Nouvelle-Écosse était de 31 580 \$ et de 30 480 \$ au Nouveau-Brunswick.

### **Répercussions sur le commerce de l'électricité interprovincial et international du Canada**

Les exportations d'électricité du Canada se font principalement par les provinces produisant beaucoup d'électricité à faible coût et sans émissions. Par exemple, le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique, des provinces productrices presque exclusivement d'hydroélectricité, étaient responsables d'environ les deux tiers des exportations canadiennes en 2016. La part de l'Ontario, qui ne compte aucune production d'électricité alimentée au charbon, représentait environ 28 % des exportations canadiennes. Malgré l'intégration dans une certaine mesure des marchés de l'électricité canadien et américain, les limites imposées aux réseaux de transmission entre les deux pays pourraient atténuer les répercussions sur les flux commerciaux entre les deux pays.

Les modifications proposées n'imposeraient aucune barrière aux exportations d'électricité canadiennes vers les États-Unis. Cependant, elles pourraient toucher les surplus d'électricité du Canada destinés à l'exportation. Si, en réponse aux modifications proposées, et par suite d'une perte de capacité, les services publics provinciaux achetaient de l'électricité d'autres provinces, cela pourrait réduire les exportations aux États-Unis. Selon la modélisation réalisée par le Ministère, les modifications proposées donneraient lieu à un détournement de 6 % en moyenne des exportations commerciales prévues d'électricité du Canada vers les États-Unis qui seraient redirigées vers les provinces qui accusent une perte de capacité de production alimentée au charbon entre 2030 et 2044. Il est improbable que ces changements touchent les revenus des générateurs d'électricité des provinces exportatrices qui, résultant des modifications proposées, vendraient leur électricité à des clients différents.

Les forces du marché, les incitatifs fiscaux, les politiques environnementales des États américains et les avancées technologiques sont autant de facteurs qui joueront un rôle crucial au fil du temps dans la balance commerciale

<sup>47</sup> Statistics Canada Census Program: <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/index-eng.cfm>.

<sup>48</sup> Statistics Canada, Table 111-0008 — Characteristics of individuals, taxfilers and dependents with income by total income, sex and age groups, annual (number unless otherwise noted), CANSIM (database).

<sup>47</sup> Programme du recensement, Statistique Canada : <http://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/index-fra.cfm>.

<sup>48</sup> Statistique Canada, Tableau 111-0008 — Caractéristiques des particuliers, déclarants et dépendants avec un revenu, selon le revenu total, le sexe et les groupes d'âge (nombre sauf indication contraire), CANSIM (base de données).

these factors would dictate the long-term development of electricity generation in the United States.

### **Competitiveness of electricity intensive industries**

Electricity price impacts induced by the proposed Amendments could reduce the competitive position of certain manufacturing and extractive industries in the four provinces that would be affected by the policy. The cost exposure of sectors would vary, but would generally be influenced by the intensity of electricity use of the firms' operations. Electricity-intensive sectors operating in these provinces include pulp, paper and paperboard mills; industrial gas manufacturing; pesticide and fertilizer manufacturing; and potash mining.

While costs for these sectors could increase as a result of electricity price increases, any impacts on the competitiveness position could be mitigated through a number of ways. For example, price increases could be passed on to consumers for firms that have sufficient market power. In addition, provincial utilities may have some discretion in the degree of electricity price increases faced by large electricity consumers. Meanwhile, electricity price impacts would be reduced for industrial facilities that generate electricity on-site, which is currently the case, for example, at some pulp and paper and potash facilities in affected provinces. For context, it should be noted that other factors have a greater influence on the competitive environment faced by industry, including labour and capital costs, proximity to market, tax treatment, exchange rates, infrastructure, and rule of law.<sup>49</sup>

### **Labour market considerations**

Three sectors could experience direct labour market impacts from proposed Amendments: coal mining; coal-fired electricity generation; and the coal transportation sector, including ports and railways.

In 2016, between 2 000 and 3 500 people were directly employed in the Canadian thermal coal mining sector, with mines located in British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Nova Scotia. The sector's labour force

en matière d'électricité du Canada avec les États-Unis, car ils dicteront les conditions de l'évolution à long terme de la production d'électricité aux États-Unis.

### **Concurrence des entreprises consommant beaucoup d'électricité**

Les répercussions sur le prix de l'électricité induites par les modifications proposées pourraient se traduire par un affaiblissement de la position concurrentielle de certaines entreprises du secteur de la fabrication et de l'extraction dans les quatre provinces qui seraient touchées par la politique. Le coût des secteurs susceptibles d'être touchés variera, mais serait généralement influencé par l'ampleur de la consommation d'électricité nécessaire pour l'exploitation de l'entreprise. Les secteurs consommant beaucoup d'électricité opérant dans les provinces touchées comprennent les usines de pâtes, papier et carton, la manufacture de gaz industriels, de pesticides et fertilisants, et la potasse.

Pendant que les coûts augmenteraient pour ces secteurs conséquemment à l'augmentation des coûts de l'électricité, toute incidence sur la position concurrentielle pourrait être réduite par divers moyens. Par exemple, les augmentations de prix pourraient être transmises aux consommateurs par les entreprises qui ont une puissance commerciale suffisante. De plus, les services publics provinciaux peuvent avoir une marge de manœuvre discrétionnaire pour établir les coûts d'électricité des grands utilisateurs. Entre-temps, les effets des prix de l'électricité pourraient être atténués pour les installations industrielles qui génèrent de l'électricité sur site, ce qui est le cas pour certaines usines de pâtes et papiers et de potasse dans les provinces touchées. Pour contexte, d'autres facteurs ont une plus grande influence sur l'environnement concurrentiel dont fait face l'industrie, y compris les coûts de la main-d'œuvre et de capitaux, la proximité aux marchés, le traitement fiscal, les taux de change, les infrastructures et l'état de droit<sup>49</sup>.

### **Considérations relatives au marché de l'emploi**

Les modifications proposées pourraient avoir des répercussions directes sur le marché de l'emploi dans trois secteurs : l'extraction du charbon; la production d'électricité alimentée au charbon; et le transport du charbon, dont les ports et les entreprises ferroviaires.

En 2016, entre 2 000 et 3 500 personnes occupaient des emplois directs dans le secteur minier du charbon thermique au Canada, avec des mines situées en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et en

<sup>49</sup> Provincial carbon pricing and competitiveness pressures (EcoFiscal 2015), accessible at <http://ecofiscal.ca/wp-content/uploads/2015/11/Ecofiscal-Commission-Carbon-Pricing-Competitiveness-Report-November-2015.pdf>.

<sup>49</sup> Tarification provinciale du carbone et pressions concurrentielles (EcoFiscal, 2015), accessible à l'adresse <https://ecofiscal.ca/fr/reports/tarification-provinciale-du-carbone-et-pressions-concurrentielles/>.

represents up to 0.02% of Canadian employment.<sup>50,51</sup> Employment in the Canadian coal mining sector, which includes employment in both thermal coal and metallurgical coal mines, has declined since 2013, concurrent with a 12% decrease in coal production between 2013 and 2016.<sup>52</sup> The prospect of increasing exports of Canadian thermal coal is weak. In 2017, Westmoreland's Coal Valley Mine was the only Canadian thermal coal mine exporting its product.<sup>53</sup> European markets are shrinking and are already being supplied by countries with lower production costs, while growth markets in Asia are expected to be supplied by their own domestic production as well as cost-competitive Indonesian, Russian and Australian exports. Consequently, Canadian thermal coal exports are unlikely to increase and most Canadian thermal coal mines that supply domestic consumption are not expected to continue to operate after the proposed Amendments come into effect.

In 2016, up to 1 500 workers were directly employed at coal-fired electricity plants that would be affected by the proposed Amendments.<sup>54</sup> Many of these jobs could be at risk as a result of the proposed Amendments. However, employment impacts in the utility sector are expected to be mitigated by the construction or conversion and operation of new generating capacity. For example, recently announced conversions of coal units to natural gas in Alberta would allow them to extend their operating lives beyond regulatory phase-out dates. To put the above-mentioned employment figures into context, the Canadian labour market's average quarterly change has been more or less 61 300 jobs between the second quarter of 2007 and the first quarter of 2017.<sup>55</sup> Employment transitions for thermal coal mines and coal-fired electricity plants would occur gradually as operations are closed over time.

Nouvelle-Écosse, ce qui représente jusqu'à 0,02 % de la main-d'œuvre canadienne<sup>50,51</sup>. Depuis 2013, les emplois ne cessent de diminuer dans le secteur canadien des mines de charbon, y compris les emplois dans les mines de charbon thermique et les mines de charbon métallurgique et, de 2013 à 2016, la production de charbon a affiché une baisse de 12 %<sup>52</sup>. Les perspectives d'accroissement des exportations canadiennes de charbon thermique sont faibles. En 2017, la mine de Coal Valley de l'entreprise Westmoreland était la seule exportatrice de charbon thermique au Canada<sup>53</sup>. Les marchés européens se contractent et sont déjà approvisionnés par des pays ayant des coûts de production inférieurs, tandis que l'approvisionnement des marchés à forte croissance de l'Asie devrait provenir de leur propre production nationale ainsi que des exportations à coût concurrentiel de l'Indonésie, de la Russie et de l'Australie. Ainsi, il est improbable que les exportations canadiennes de charbon thermique augmentent et la plupart des mines de charbon thermique canadiennes qui répondent à la demande des consommateurs nationaux devraient cesser leurs activités après l'entrée en vigueur des modifications proposées.

En 2016, les centrales de production d'électricité au charbon, qui seraient touchées par les modifications proposées, employaient directement jusqu'à 1 500 travailleurs<sup>54</sup>. Un grand nombre de ces emplois pourraient être menacés par l'application des modifications proposées. Cependant, les répercussions sur l'emploi dans le secteur des services publics seraient atténuées par la construction ou la conversion et l'exploitation d'une nouvelle capacité de production. En Alberta, par exemple, il a récemment été annoncé que des centrales alimentées au charbon seraient converties au gaz naturel, ce qui permettra de prolonger leur durée d'exploitation au-delà des dates de fermeture réglementaires. Pour situer dans leur contexte les chiffres relatifs à l'emploi mentionnés ci-dessus, du deuxième trimestre de 2007 jusqu'au premier trimestre de 2017, le marché de l'emploi au Canada a affiché une variation moyenne trimestrielle de plus ou

<sup>50</sup> Based on Statistics Canada (2016), Table 281-0024 (SEPH). Higher range employment numbers were estimated by prorating total coal employment (including thermal coal and metallurgical coal jobs) using the share of thermal coal production relative to total coal production in Canada. Lower range employment estimates were derived from the National Pollutant Release Inventory employment data, which only include full-time employees, and is accessible at <http://ec.gc.ca/inrp-npri/donnees-data/index.cfm?do=query&lang=en>.

<sup>51</sup> *Ibid.*, Table 282-0087 (LFS)

<sup>52</sup> Market Snapshot: Canadian coal production hits 30 year low: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2017/03-05cndnclprdctn-eng.html>

<sup>53</sup> Westmoreland's Coal Valley Mine employs 438 people and exports coal to utilities in the Asia-Pacific region: <http://westmoreland.com/location/coal-valley-mine-alberta/>.

<sup>54</sup> Employment estimates are derived from the National Pollutant Release Inventory, accessible at <http://ec.gc.ca/inrp-npri/donnees-data/index.cfm?do=query&lang=en>.

<sup>55</sup> Statistics Canada (2017), Table 282-0087 (LFS). The figure cited was derived by subtracting the end-of-quarter employment estimates from the previous quarter's estimate, and then taking an average of the absolute values. This was done for data over the past 10 years (Q2 2007–Q1 2017).

<sup>50</sup> Selon Statistique Canada (2016), Tableau 281-0024 (EERH). Les données sur l'emploi ont été estimées en calculant au prorata le nombre total d'emplois liés au charbon (y compris les emplois dans les domaines du charbon thermique et du charbon métallurgique) à partir de la part de production de charbon thermique et de la production de charbon totale au Canada. Des estimations d'emploi plus faibles tirées des données de l'Inventaire national des rejets de polluants, qui ne comprennent que les employés à temps plein, sont accessibles à l'adresse : <http://ec.gc.ca/inrp-npri/donnees-data/index.cfm?do=query&lang=Fr>.

<sup>51</sup> *Ibid.*, Tableau 282-0087 (EPA)

<sup>52</sup> Aperçu du marché : la production de charbon au Canada à son plus bas niveau en 30 ans : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2017/03-05cndnclprdctn-fra.html>.

<sup>53</sup> La mine de Coal Valley de l'entreprise Westmoreland emploie 438 travailleurs et exporte du charbon à des services publics dans la région de l'Asie-Pacifique : <http://westmoreland.com/location/coal-valley-mine-alberta/>.

<sup>54</sup> Les estimations des chiffres relatifs à l'emploi sont tirées de l'Inventaire national des rejets de polluants, accessible à l'adresse <http://ec.gc.ca/inrp-npri/donnees-data/index.cfm?lang=Fr>.

Employment estimates associated with transporting coal are not available. However, Canadian rail transportation is not expected to be significantly affected by the policy. In 2015, coal represented 13% of total tonnage shipped by rail in Canada. However, 87% of coal-by-rail shipments originated in British Columbia, which produces mostly metallurgical coal used for steel production that is not expected to be affected by the proposed Amendments. Nearly 13% of coal-by-rail shipments originated in Alberta, virtually all of which were destined for British Columbia. Since British Columbia does not have coal-fired electricity generation, any thermal coal that is shipped from Alberta to British Columbia is likely exported, and is likely to be unaffected by the proposed Amendments.

For provinces that import thermal coal, namely Nova Scotia and New Brunswick, the proposed Amendments would eliminate demand for such imports, resulting in a decrease in traffic at domestic ports and reduced railway use. These ports and associated railways are relatively more vulnerable to changes in coal traffic than those of Canada's Pacific Coast. While coal accounts for an important share of their current economic activity, a significant portion of tonnage flowing through these ports is not coal. Therefore, it is unlikely that these ports would cease operations, though employment and revenue could be affected, as they transition their operations and adjust to the new business environment over time.

### **Community-level impacts**

Many of the jobs associated with coal-fired electricity generation are concentrated in small communities, and the economic effects for these communities could be

moins 61 300 emplois<sup>55</sup>. Il convient de noter que la transition des emplois des mines de charbon thermique et des centrales de production d'électricité alimentées au charbon s'échelonnerait dans le temps au fur et à mesure de la fermeture des installations.

Les estimations des emplois relatifs au transport du charbon ne sont pas disponibles. Cependant, on ne s'attend pas à ce que la politique ait des répercussions importantes sur le secteur canadien du transport ferroviaire. En 2015, le charbon représentait 13 % du tonnage total expédié par rail au Canada. Par contre, 87 % des envois de charbon par rail provenaient de la Colombie-Britannique, où l'on produit principalement du charbon métallurgique utilisé dans la production d'acier qui ne serait pas visé par les modifications proposées. Près de 13 % des envois de charbon par rail proviennent de l'Alberta, dont essentiellement la majeure partie était destinée à la Colombie-Britannique. Puisque la Colombie-Britannique ne dispose d'aucune capacité de production d'électricité alimentée au charbon, tout envoi de charbon thermique en provenance de l'Alberta qui lui est destiné est probablement exporté. Et puisque les envois de charbon thermique vers la Colombie-Britannique proviennent de mines produisant du charbon destiné à des marchés d'exportation, il est peu probable qu'ils soient touchés par les modifications proposées.

Quant aux provinces importatrices de charbon thermique, soit la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, elles n'auraient plus à maintenir ces importations pour répondre à la demande avec la mise en œuvre des modifications proposées, ce qui entraînerait une réduction du transport en direction et en provenance des ports nationaux et par voie ferroviaire. Ces ports et les entreprises de transport ferroviaire connexes sont relativement plus vulnérables aux changements qui toucheront le transport du charbon que ceux de la côte du Pacifique. À noter que, même si le charbon représente une part importante de leur activité économique présente, il ne constitue pas une grande partie du tonnage passant par ces ports. Il est donc peu probable que l'entrée en vigueur de la politique proposée mette fin aux activités de ces ports, mais elle pourrait avoir des répercussions sur les emplois et les revenus lors de la transition de leurs opérations et lorsqu'ils s'ajustent à leur nouvel environnement commercial au fil du temps.

### **Répercussions pour les collectivités**

De nombreux emplois liés à la production d'électricité au charbon sont concentrés dans de petites collectivités, et les répercussions économiques pour ces collectivités

<sup>55</sup> Statistique Canada (2017), Tableau 282-0087 (EPA). Le chiffre cité a été obtenu en soustrayant le nombre estimatif d'emplois à la fin d'un trimestre de celui du trimestre précédent, et en faisant la moyenne des valeurs absolues. Ce calcul a été fait pour les données des 10 dernières années (du T2 de 2007 au T1 de 2017).

significant. Low coal prices and an unfavourable outlook for coal markets have already caused several Canadian coal mines to shut down or suspend operations over the past two years. As a result of the proposed Amendments, most thermal coal mines currently in operation in Canada are not anticipated to be operated past 2030 and some are expected to shut down before that time. While aggregate employment effects caused by these closures are expected to be relatively small and often transitional as local labour markets adjust, layoffs could be concentrated in small communities that are heavily dependent on the coal mining and/or electricity generation industry.

To ensure a just and fair transition to support Canadian workers, Canada will be launching a task force, including labour and business, to hear from workers and communities. The Government of Canada will be working with the Government of Alberta on a one-window approach to addressing the needs of workers, for example with training and re-employment transition support, workforce adjustment programs, lay-off prevention through the Work Sharing Program, and immediate assistance to displaced workers through employment insurance.

### Uncertainty of impact estimates

Any model attempting to forecast the behaviour of millions of individuals over a time frame of multiple decades is subject to uncertainty. A sensitivity analysis was conducted by changing one variable at a time while holding other variables constant to examine the risks and uncertainty of key parameters for the analysis. As shown in Table 13, altering the discount rate, increasing capital costs, and using the 95th percentile value for the social cost of greenhouse gases does not alter the overall conclusion that the impact of the proposed Amendments is a net benefit to Canadians.

pourraient être importantes. Au cours des deux dernières années, la baisse du prix du charbon et des perspectives de marché défavorables pour le charbon ont déjà contraint plusieurs mines de charbon au Canada à cesser leurs activités ou à les suspendre. Avec la mise en application des modifications proposées, on s'attend à ce que la plupart des mines de charbon thermique actuellement exploitées au Canada aient cessé leurs activités en 2030 et certaines pourraient fermer plus tôt. Bien que les effets cumulatifs sur les emplois de ces fermetures soient relativement minimes et souvent passagers car le marché de l'emploi s'adapte, les mises à pied pourraient être concentrées dans les petites collectivités qui dépendent beaucoup des mines de charbon ou de l'industrie de la production d'électricité.

Afin de garantir une transition juste et équitable pour soutenir les travailleurs canadiens, le Canada mettra sur pied un groupe de travail, comprenant des syndicats et des entreprises, afin d'entendre les travailleurs et les collectivités. Le gouvernement du Canada travaillera avec le gouvernement de l'Alberta sur une approche à guichet unique pour répondre aux besoins des travailleurs, par exemple en offrant des programmes de formation et de réemploi, des programmes de réaménagement des effectifs, de la prévention du licenciement grâce au Programme de travail partagé, et une aide immédiate aux travailleurs déplaçés grâce à l'assurance-emploi.

### Incertitude des estimations des répercussions

Tout modèle utilisé pour prévoir le comportement de millions de personnes sur un horizon de nombreuses décennies présente des incertitudes. Une analyse de la sensibilité a été menée en changeant une variable à la fois tout en maintenant les autres variables constantes. Cette analyse a permis d'examiner les risques et l'incertitude associés à des paramètres clés aux fins d'analyse. Comme le montre le Tableau 13, la modification du taux d'actualisation, l'augmentation des coûts en capital et l'utilisation de la valeur du 95<sup>e</sup> centile pour le coût social des gaz à effet de serre ne changent en rien la conclusion générale selon laquelle les répercussions des modifications proposées représentent un avantage net pour les Canadiens.

**Table 13: Summary of key parameters used in the analysis (millions of dollars)**

	Benefit	Cost	Net Benefits	Benefit / Cost Ratio
<b>Central analysis</b>	<b>4,898</b>	<b>2,216</b>	<b>2,683</b>	<b>2.2</b>
Discount rate 7%	2,457	1,300	1,156	1.9
Discount rate 0%	8,582	3,385	5,197	2.5
Construction costs 20% higher	4,898	2,307	2,592	2.1
Construction capital costs 50% higher	4,898	2,443	2,455	2.0
Construction capital costs 100% higher	4,898	2,671	2,228	1.8
Social cost of carbon (SCC) 95th percentile	17,005	2,216	14,790	7.7

**Tableau 13 : Résumé des paramètres clés utilisés dans l'analyse (millions de dollars)**

	Avantage	Coût	Avantages nets	Rapport coût/ bénéfice
<b>Analyse centrale</b>	<b>4 898</b>	<b>2 216</b>	<b>2 683</b>	<b>2,2</b>
Taux d'actualisation 7 %	2 457	1 300	1 156	1,9
Taux d'actualisation 0 %	8 582	3 385	5 197	2,5
Coûts en capital 20 % plus élevés	4 898	2 307	2 592	2,1
Coûts en capital 50 % plus élevés	4 898	2 443	2 455	2,0
Coûts en capital 100 % plus élevés	4 898	2 671	2 228	1,8
95 <sup>e</sup> centile du coût social du carbone (CSC)	17 005	2 216	14 790	7,7

**Fuel price**

The price of fuel is one of the main factors in determining the impact of the proposed Amendments. Table 14 shows the estimated total cost of the proposed Amendments with coal and natural gas prices 20% higher or lower than forecast.

**Table 14: Fuel price sensitivity**

TOTAL COST				
Estimated average coal and natural gas prices (2020–2050)		Natural Gas Price		
		-20%	Central (\$6.44/MMBtu)	+20%
<b>Coal price</b>	+20%	562	1,471	2,381
	Central (\$3.53/MMBtu)	1,306	<b>2,216</b>	3,125
	-20%	2,050	2,960	3,869

The bottom, right-hand cell shows the high incremental cost scenario where coal prices are 20% lower than expected and natural gas prices are 20% higher than expected. In this scenario, the total cost of the proposed Amendments is nearly \$4 billion. Since the benefits would not change, the net benefit would remain positive. In order for a deviation in fuel prices to lead to a negative net benefit, coal would have to be about 31% lower, and natural gas about 31% higher, than forecast. This scenario would result in a total cost of \$5 billion.

**Coal-to-natural-gas conversions**

As stated above, two firms operating coal-fired electricity generating units in Alberta announced their intention to convert 11 units to run on natural gas, with operations beginning in 2020. Such a conversion has not yet been done to a coal unit in Canada. An electricity generating unit converted to run on natural gas would emit less CO<sub>2</sub>

**Prix des combustibles**

Le prix des combustibles est l'un des facteurs principaux dont il faut tenir compte pour déterminer l'incidence des modifications proposées. Le Tableau 14 montre le coût estimatif total des modifications proposées avec des prix du charbon et du gaz naturel 20 % plus élevés ou plus bas que prévu.

**Tableau 14 : Sensibilité du prix des combustibles**

TOTAL DES COÛTS				
Prix moyen estimé pour le charbon et le gaz naturel (2020-2050)		Prix du gaz naturel		
		-20 %	Analyse centrale (6,44 \$/MMBtu)	+20 %
<b>Prix du charbon</b>	+20 %	562	1 471	2 381
	Analyse centrale (3,53 \$/MMBtu)	1 306	<b>2 216</b>	3 125
	-20 %	2 050	2 960	3 869

La cellule dans le coin inférieur droit représente le pire scénario dans lequel le prix du charbon est 20 % plus bas que prévu et celui du gaz naturel 20 % plus haut que prévu. Dans ce scénario, le coût total de la réglementation avoisine les 4 milliards de dollars. Comme les avantages demeurent inchangés, l'avantage net resterait positif. Pour qu'un écart des prix des combustibles entraîne un avantage net négatif, il faudrait que le prix du charbon soit près de 31 % moins élevé que prévu et celui du gaz naturel, 31 % plus élevé que prévu. Les coûts associés à cette situation totaliseraient 5 milliards de dollars.

**Conversions du charbon au gaz naturel**

Tel qu'il est indiqué ci-dessus, deux entreprises qui exploitent des groupes électriques alimentés au charbon en Alberta ont annoncé leur intention de convertir 11 unités au gaz naturel avec des mises en service prévues en début 2020. Une telle conversion n'a pas encore été effectuée pour une unité de charbon au Canada. Un groupe de

than when it ran on coal. If realized, the announced 11 conversions would result in a significant decrease in GHG emissions from the electric utility sector in Alberta. Since the announced conversions would take place years prior to the proposed Amendments coming into force, there would be fewer GHG emissions reductions in Alberta attributable to federal initiatives. Compliance costs in Alberta would be lower as a result.

The Department estimates that with the announced conversions, the proposed Amendments would still result in a net benefit overall. If these costs and benefits were removed from the analysis, there would still be a total cost of \$2 billion, while the benefit from avoided climate change damage alone would be \$3.2 billion. This can be seen by summing up the non-Alberta rows in Table 1 and Table 12.

#### **“One-for-One” Rule**

The proposed Amendments would not change the reporting requirements; therefore, there is no new incremental burden. The “One-for-One” Rule therefore does not apply. As a result, there is no requirement to remove an existing regulation.

#### **Small business lens**

The small business lens does not apply to this proposal, as none of the businesses that would be covered by the proposed Amendments are small businesses. The proposed Amendments would therefore produce no costs for small businesses.

#### **Consultation**

The Department developed the proposed Amendments in coordination with Indigenous organizations, environmental non-governmental organizations, industry and related professional associations, and provinces and territories. The broad reach of consultation ensures that relevant expertise and perspectives were considered.

The Department initiated the engagement process for the proposed Amendments with two webinars (one in English, one in French) in December 2016. A presentation titled “Announced regulatory action on coal and natural gas fired electricity production” introduced the Department’s intent to amend the Regulations. The presentation provided details on the approach, outlined timelines for regulatory action and identified next steps. Thirty-seven representatives participated from provincial ministries,

production d’électricité converti au gaz naturel émettrait moins de CO<sub>2</sub> que lorsqu’elle fonctionnait au charbon. Si elles étaient réalisées, les 11 conversions annoncées entraîneraient une diminution importante des émissions de GES du secteur des services d’électricité en Alberta. Étant donné que les conversions annoncées auraient lieu des années avant l’entrée en vigueur des modifications proposées, il y aurait moins de réductions d’émissions de GES en Alberta attribuables aux initiatives fédérales. Les coûts de conformité en Alberta seraient par conséquent moins élevés.

Le Ministère estime qu’avec les conversions annoncées, les modifications proposées dans l’ensemble entraîneraient toujours un avantage net. Si ces coûts et avantages étaient retirés de l’analyse, il en résulterait un coût total de 2 milliards de dollars, tandis que le bénéfice du changement climatique évitable par lui-même serait de 3,2 milliards de dollars. Cela peut être constaté en additionnant les rangées non albertaines du tableau 1 et du tableau 12.

#### **Règle du « un pour un »**

Les modifications proposées n’auront aucune incidence sur les exigences relatives à l’établissement de rapports. Par conséquent, elles n’entraîneront pas d’accroissement du fardeau administratif. Ainsi, la règle du « un pour un » ne s’applique pas, et il n’est pas nécessaire d’éliminer un règlement existant.

#### **Lentille des petites entreprises**

La lentille des petites entreprises ne s’applique pas aux modifications proposées, étant donné qu’il n’y a aucune petite entreprise parmi celles qui seraient visées par les modifications proposées. Les modifications proposées n’induiraient donc aucun coût pour de petites entreprises.

#### **Consultation**

Le Ministère a élaboré les modifications proposées en coordination avec des organisations autochtones, des organisations non gouvernementales de l’environnement, l’industrie et des associations professionnelles concernées ainsi que les provinces et les territoires. La grande portée de la consultation garantit que l’expertise et les perspectives pertinentes ont été prises en compte.

Le Ministère a enclenché le processus de consultation au sujet des modifications proposées en organisant deux webinaires (un en anglais et un en français) en décembre 2016. Une présentation intitulée « Mesures réglementaires annoncées à l’égard de la production d’électricité alimentée au charbon et au gaz naturel » a servi à décrire l’intention du Ministère de modifier le Règlement. Elle comprenait notamment des renseignements détaillés sur l’approche, le calendrier des mesures

Crown corporations, industry associations, private businesses, and non-governmental organizations.

A notice of intent to amend the Regulations for coal-fired electricity generation in Canada was published in the *Canada Gazette*, Part I, on December 17, 2016. Publication of the notice of intent provided an opportunity to initiate early consultations with stakeholders and seek formal input that was taken into account in the development of the proposed Amendments.

Eight comments or questions were received on the proposed Amendments during the notice of intent comment period. Some of these sought clarification on technical issues or regulatory definitions, for example, defining the useful life of coal-fired units as 35 or 40 years instead of 50. The Department considered these comments but decided to use a single date regardless of unit age (before 2030).

Setting the deadline for the transition to 2030 would allow Canada to meet our Paris Agreement commitment. This would also provide industry adequate time to make the transition, adequate returns on investment, and minimal risk to the stability of electricity generation in Canada. This is why in December 2016 the Minister proposed the accelerated phase-out of coal-fired electricity by no later than 2030.

The proposed Regulations on the reduction of CO<sub>2</sub> from natural gas electricity, in parallel with the proposed Amendments to coal regulations, would allow for coal units to convert to natural gas earlier than their regulated end of life, in effect producing a shorter useful life on coal.

Several comments from industry and one province proposed alignment of the proposed Amendments date with the Alberta phase-out date (end of 2029 versus end of 2030). The Department considered this concept but did not alter the proposed approach given that there is only a one-year difference between the proposed approach and the date of the Alberta phase-out.

This decision may not be viewed positively by those seeking such a change. However, the Government of Canada is committed to meeting its international and national targets of GHG reductions under the Paris Agreement. The proposed Amendments are one of the mechanisms that are being used to achieve this target.

réglementaires et les prochaines étapes. Trente-sept représentants issus de ministères provinciaux, de sociétés d'État, d'associations industrielles, d'entreprises du secteur et d'organisations non gouvernementales ont pris part aux consultations.

Un avis d'intention de modifier le Règlement en vue d'éliminer la production d'électricité au charbon au Canada a été publié dans Partie I de la *Gazette du Canada* le 17 décembre 2016. La publication de cet avis a donné l'occasion au Ministère d'entreprendre des consultations hâtives avec les intervenants et de recueillir des commentaires de façon officielle qui ont été pris en compte dans la rédaction des modifications proposées.

Huit commentaires ou questions ont été reçus au sujet des modifications proposées pendant la période de consultation prévue dans l'avis d'intention. Certaines personnes souhaitaient obtenir des précisions sur des aspects techniques ou des définitions réglementaires, par exemple, la définition de la vie utile des groupes alimentés au charbon de 35 ou 40 ans au lieu de 50 ans. Le Ministère a examiné ces commentaires, mais a décidé de fixer une seule date (avant 2030) sans égard à l'âge du groupe.

L'établissement de la date limite pour la transition à 2030 permettrait au Canada de respecter ses engagements à l'égard de l'Accord de Paris. Cette date limite donnerait également le temps à l'industrie pour faire la transition, permettrait des retours sur investissement adéquats et exposerait la stabilité de la génération électrique au Canada à un risque minimal. C'est pourquoi la ministre proposa, en décembre 2016, l'accélération de l'élimination de l'électricité alimentée au charbon au plus tard en 2030.

Le règlement proposé sur la réduction du CO<sub>2</sub> de l'électricité alimentée au gaz naturel, développé en parallèle aux modifications proposées pour la réglementation du charbon, permettrait aux groupes alimentés au charbon d'être convertis au gaz naturel plus tôt que leur fin de vie régulée, produisant une vie utile plus courte pour le charbon.

Plusieurs commentaires de l'industrie et d'une province ont proposé d'harmoniser la date proposée dans les modifications proposées avec la date d'élimination graduelle du gouvernement de l'Alberta (fin 2029 au lieu de la fin 2030). Le Ministère a examiné cette possibilité, mais n'a pas modifié l'approche proposée, puisqu'il n'y a qu'une année de différence entre l'approche proposée et la date d'élimination de la production au charbon en Alberta.

Il est possible que cette décision ne soit pas perçue de façon positive par ceux qui souhaitent un tel changement. Toutefois, le gouvernement du Canada s'est engagé à atteindre ses cibles nationales et internationales de réduction des GES au titre de l'Accord de Paris. Les modifications proposées sont l'un des mécanismes utilisés pour atteindre cette cible.

One province expressed general support for the overall proposed approach. Other provinces expressed conditional support depending on the federal government's approach to equivalency agreements. Comments from non-governmental organizations were mostly supportive of the proposed approach. However, many called for a more ambitious phase-out to maximize health and environmental benefits. The Department considered the timing of the proposed phase-out though it maintained the original proposed timing to balance the cost to industry and implications for consumers, as well as the need to minimize disruption to the industry, while still achieving significant environmental and health benefits, and meeting Canada's commitment under the Paris Agreement.

In addition, some non-governmental organizations argued that potential equivalency agreements should not be based solely on emissions of carbon dioxide but should also take into consideration the emissions of air pollutants, such as oxides of sulphur and nitrogen, particulate matter, mercury, etc. The *Canadian Environmental Protection Act, 1999* authorizes the signature of equivalency agreements when there are provincial provisions that are equivalent to the federal regulations.

From early 2017 to April 2017, an informal technical working group was convened to facilitate discussion of issues that may influence the design of the proposed Amendments as well as the proposed Regulations on natural gas-fired electricity generation. The technical working group consisted of staff representing federal and provincial governments, system operators, industry, non-governmental organizations and equipment manufacturers. During these face-to-face meetings, participants were encouraged to raise issues, present data or analysis, or provide conclusions and/or recommendations for the Department's consideration.

Topics discussed at meetings of the technical working group included, defining the useful life of coal-fired units (e.g. 50 years versus 40 years); the role of coal-to-gas conversions to accelerate the phase-out of coal-fired electricity generation; pros and cons of using equivalency agreements, etc. However, the primary issue raised with respect to the proposed Amendments was the alignment of the date of application of these amendments with the provincial phase-out date in Alberta. The Department acknowledged that stakeholders reiterated this issue but remains committed to meeting its 2030 target under the Paris Agreement.

In 2017 the Department engaged with Indigenous groups regarding the proposed approach for GHG regulations for

Une province a exprimé son appui général à l'approche proposée dans son ensemble. D'autres provinces ont donné leur appui conditionnel à l'approche du gouvernement fédéral en fonction des accords d'équivalence. Les commentaires reçus des organisations non gouvernementales soutenaient en grande partie l'approche proposée. Cependant, de nombreuses personnes ont demandé un programme d'élimination plus ambitieux afin de maximiser les gains sur le plan de la santé et de l'environnement. Le Ministère a pris en considération la date d'élimination proposée, mais a maintenu la date initiale proposée afin d'équilibrer les coûts pour l'industrie et les répercussions sur les consommateurs, et minimiser les perturbations pour l'industrie, tout en réalisant des gains importants sur le plan de l'environnement et de la santé, et en respectant les engagements du Canada pris au titre de l'Accord de Paris.

De plus, certaines organisations non gouvernementales ont soutenu que les accords d'équivalence éventuels ne devraient pas être fondés uniquement sur les émissions de dioxyde de carbone, mais devraient aussi tenir compte des émissions des polluants atmosphériques, tels que les oxydes de soufre, les oxydes d'azote, les matières particulaires, le mercure, etc. La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* autorise la signature d'accords d'équivalence lorsque les dispositions provinciales sont équivalentes à la réglementation fédérale.

Du début de 2017 jusqu'au mois d'avril 2017, un groupe de travail technique informel a été invité afin d'initier la discussion d'enjeux pouvant influencer sur la nature des modifications proposées ainsi que sur le règlement proposé en ce qui concerne la production d'électricité au gaz naturel. Le groupe de travail était formé de représentants des gouvernements fédéral et provinciaux, d'exploitants de réseaux, de l'industrie, d'organisations non gouvernementales et de fabricants d'équipement. Lors des réunions en personne, les participants ont été encouragés à porter des enjeux à l'attention du Ministère, ainsi qu'à lui présenter des données ou des analyses, des conclusions ou des recommandations à des fins d'examen.

Parmi les sujets discutés lors de ces réunions figurent la définition de la vie utile des groupes alimentés au charbon (par exemple 50 ans par opposition à 40 ans); le rôle de la conversion du charbon au gaz afin d'accélérer l'élimination de la production d'électricité au charbon; les avantages et les inconvénients du recours à des accords d'équivalence, etc. Cependant, le principal enjeu soulevé par rapport aux modifications proposées concernait l'harmonisation des dates d'élimination fixées par les gouvernements fédéral et provinciaux. Le Ministère reconnaît que les intervenants ont soulevé cet enjeu plusieurs fois, mais entend toujours respecter la cible de 2030 au titre de l'Accord de Paris.

En 2017, le Ministère a consulté des groupes autochtones au sujet de l'approche proposée en matière de

electricity generation. This includes a webinar in May, with French and English sessions. Invitations were sent to six National Indigenous Organizations (NIOs). One NIO participated in the webinar and others expressed interest in continuing to receive information. The Department intends to continue to re-engage with stakeholders and NIOs leading up to publication in the *Canada Gazette*, Part I.

Also in early to mid-2017, stakeholders requested meetings with the Department to discuss the proposed approach to reduce GHGs from the electricity sector (for both the proposed accelerated coal-fired phase-out and proposed natural gas-fired electricity regulations). These stakeholders included provinces, industry, associations and environmental non-governmental organizations. Issues discussed included aligning the federal and provincial dates to phase out coal-fired electricity generation, opportunities to use GHG offsets, the role in biomass fuel as a substitute to coal-fired electricity, etc. The Department clarified that it remains committed to meeting its 2030 emission target and that GHG offsets would not be a mechanism for compliance. However co-firing biomass continues to be a valid mechanism to achieve the performance standards.

### **Regulatory cooperation**

Canada's proposed approach to phasing out conventional coal-fired electricity generation was developed in coordination with provincial and territorial governments, industry, and Indigenous peoples and is a key commitment of the Pan-Canadian Framework. The Pan-Canadian Framework was adopted on December 9, 2016, by first ministers (except Saskatchewan). The Pan-Canadian Framework builds on the efforts of provincial and territorial governments to reduce GHG emissions and it identifies opportunities for further reductions.

The Government of Canada is working with the provinces to accelerate the transition to clean electricity. Potential transmission intertie projects will be identified through the Regional Electricity Cooperation and Strategic Infrastructure (RECSI) Program. The federal government has also made significant investments in clean growth, such as federal funding for projects under the \$21.9 billion Green Infrastructure Fund as well as the Canada Infrastructure Bank.

réglementation des GES liés à la production d'électricité. Les consultations ont pris la forme de webinaires en français et en anglais au mois de mai. Des invitations ont été lancées à six organisations autochtones nationales (OAN). Une organisation a participé à un webinaire et les autres ont exprimé leur intérêt à continuer de recevoir de l'information. Le Ministère entend poursuivre ses consultations auprès des intervenants et des OAN d'ici la publication dans la Partie I de la *Gazette du Canada*.

De plus, du début au milieu de 2017, les intervenants ont demandé la tenue de réunions avec le Ministère afin de discuter de l'approche proposée visant à réduire les émissions de GES du secteur de l'électricité (dans le cadre de la réglementation proposée pour accélérer l'élimination de la production d'électricité au charbon et celle proposée en matière de production d'électricité au gaz naturel). Ces intervenants sont notamment des représentants des provinces, de l'industrie, des associations et d'organisations non gouvernementales de l'environnement. Parmi les sujets discutés figurent l'harmonisation des dates d'élimination de la production d'électricité au charbon fixées par les gouvernements fédéral et provinciaux, les occasions d'utiliser des crédits compensatoires de GES, le rôle des carburants issus de la biomasse en remplacement de l'électricité produite au charbon, etc. Le Ministère a réitéré son engagement à l'égard de l'atteinte de la cible d'émissions pour 2030 et a précisé que les crédits compensatoires pour les réductions de GES ne constitueraient pas un mécanisme de vérification de la conformité. Cependant, la combustion combinée de biomasse continue d'être un mécanisme valable pour le respect des normes de rendement.

### **Coopération en matière de réglementation**

L'approche proposée par le Canada en vue d'éliminer la production d'électricité conventionnelle au charbon a été élaborée en coordination avec les gouvernements provinciaux et territoriaux, l'industrie et les peuples autochtones, et représente un engagement clé du Cadre pancanadien, adopté le 9 décembre 2016 par les premiers ministres (à l'exception de celui de la Saskatchewan). Le Cadre pancanadien tire parti des initiatives des gouvernements provinciaux et territoriaux visant à réduire les émissions de GES et détermine les possibilités de réductions supplémentaires.

Le gouvernement du Canada travaille avec les provinces pour accélérer la transition vers l'électricité propre. Les projets potentiels d'interconnexion de réseau électrique seront déterminés grâce au programme de Collaboration régionale en matière d'électricité et infrastructure stratégique. Le gouvernement fédéral a également fait des investissements importants dans la croissance écologique, comme le financement fédéral pour des projets dans le cadre du Fonds pour l'infrastructure verte de 21,9 milliards de dollars et de la Banque de l'infrastructure du Canada.

Provincial equivalency agreements may be considered to support provincial transitions from coal towards non-emitting sources of electricity. Equivalency agreements provide flexibility to provinces, where there is an enforceable provincial regime that achieves an equivalent or better environmental outcome than the relevant federal regulation. When an equivalency agreement is in place with a province, the federal government may make an order declaring that its regulations in relation to which the equivalency agreement was signed do not apply in that province.

In December 2014, the Department and the Government of Nova Scotia finalized an equivalency agreement for the federal coal-fired regulations with the publication of an order in council in the *Canada Gazette*, Part II.

In November 2016, both governments announced an agreement in principle for a new equivalency on the proposed Amendments in order to help Nova Scotia move directly from coal-fired electricity to renewable sources like wind and hydro. Similarly, in November 2016, the Province of Saskatchewan and the Government of Canada announced an agreement in principle regarding equivalency for the existing Regulations published in 2012 and covering the period of 2015 to 2029.

Regarding regulatory cooperation with the United States, the Canadian government moved ahead of the United States in regulating GHGs from the electricity sector with the existing Regulations published in 2012. Canada is now proposing to accelerate the phase-out of conventional coal-fired electricity by 2030, which would contribute to achieving Canadian commitments under the Paris Agreement. Trade exposure in the electricity sector is mitigated by capacity limits on transmission systems, with the result that most electricity is consumed in the same province in which it is generated. In addition, the generation mix and overall regulatory and market structure of the U.S. electricity sector is significantly different. Canada's electricity generation mix has a significantly higher proportion of non-emitting generation (approximately 80%) compared to the United States, which relies on coal-fired electricity for approximately one third of total generation.

The U.S. approach, established under the former administration, included New Source Performance Standards for GHG emissions from electricity generating units, as well as the Clean Power Plan, which covered existing fossil fuel-fired generating stations. The intent of the U.S.

Des accords d'équivalence provinciaux pourraient être pris en considération afin de soutenir le passage du charbon à des sources d'électricité sans émissions dans une province. Les accords d'équivalence offrent une souplesse aux provinces qui ont mis en place un régime applicable permettant d'obtenir un résultat équivalent ou meilleur sur le plan environnemental que la réglementation fédérale pertinente. Dans les cas où un tel accord a été conclu avec une province, le gouvernement fédéral peut adopter un décret déclarant que les dispositions du règlement qui font l'objet de l'accord d'équivalence ne s'appliquent pas dans la province en question.

En décembre 2014, le Ministère et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse ont finalisé un accord d'équivalence relatif à la réglementation fédérale visant les groupes de production d'électricité au charbon et un décret a été publié à cet effet dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

En novembre 2016, les deux gouvernements ont annoncé un accord de principe pour une nouvelle équivalence relative aux modifications proposées afin d'aider la Nouvelle-Écosse à passer directement de l'électricité au charbon à des sources renouvelables comme l'énergie éolienne et l'énergie hydroélectrique. De même, en novembre 2016, le gouvernement de la Saskatchewan et le gouvernement du Canada ont annoncé un accord de principe concernant une équivalence relative au règlement existant publié en 2012 et couvrant la période de 2015 à 2029.

En ce qui concerne la coopération sur le plan réglementaire avec les États-Unis, le gouvernement du Canada est allé plus loin que les États-Unis sur le plan de la réglementation des émissions de GES du secteur de l'électricité avec la publication de sa réglementation existante en 2012. Le Canada propose maintenant d'accélérer l'élimination de la production conventionnelle d'électricité au charbon d'ici 2030, ce qui contribuerait à l'atteinte des engagements pris par le gouvernement du Canada au titre de l'Accord de Paris. L'ouverture du secteur de l'électricité sur le marché extérieur est réduite par la capacité limitée des réseaux de transmission, ce qui a pour résultat que la majeure partie de l'électricité est consommée dans la même province où elle est produite. De plus, la composition des sources de production et la structure globale réglementaire et commerciale du secteur américain de l'électricité sont nettement différentes. La composition de la production d'électricité au Canada comporte une part plus importante de sources de production sans émission (environ 80 %) que les États-Unis, où environ le tiers de la production totale d'électricité provient de centrales au charbon.

L'approche américaine, élaborée par l'Administration précédente, comprenait de nouvelles normes de rendement pour les sources d'émission de GES, notamment les groupes de production d'électricité, ainsi qu'un plan en matière d'énergie propre pour les centrales de production

approach was to reduce emissions from electricity generation, without specifically requiring the phase-out of coal-fired electricity. Differences in Canadian and U.S. performance standards for coal-fired electricity reflect these key differences in policy intent.

On October 10, 2017, Scott Pruitt, Administrator for the U.S. Environmental Protection Administration (EPA), signed a Notice of Proposed Rulemaking proposing to repeal the Clean Power Plan, a 2015 rule requiring U.S. states to develop plans for reducing carbon emissions from existing power plants. The rule was a centrepiece of the U.S. climate change plan and was expected to reduce emissions from the power sector by 32% below 2005 levels by 2030. The proposal to repeal complies with President Trump's March 2017 Executive Order on Energy Independence, which directed federal agencies to reduce regulatory barriers to energy production. The potential rollback of these policies is expected to be a multi-month process, although this could be further delayed by ongoing legal challenges to the rule and to rescinding the rule.

Despite U.S. actions at the federal level, market forces and state-level climate change policies are expected to continue driving a decrease in coal use in the U.S. power sector. Coal provided 30% of U.S. electricity generation in 2016, down by 48%, compared to 2008. As a result, carbon emissions from the U.S. power sector have declined by 24% since 2005. However, the Energy Information Administration predicts that repealing the Clean Power Plan could slow the rate at which existing coal-fired plants are retired. The EPA's proposal to repeal is not expected to have significant implications for Canada's climate change action or Canada's ongoing role as a key supplier of clean electricity to the United States. Canada is moving ahead with the proposed Amendments phase-out of conventional coal-fired electricity by 2030. The international community is taking similar action.

In November 2017, the Government of Canada partnered with the Government of the United Kingdom to launch the Powering Past Coal Alliance, a global alliance to phase out coal-fired electricity.

### **Rationale**

The proposed Amendments would require coal units to meet a stringent performance standard in 2030, and would contribute to phasing out coal-fired electricity and

alimentées aux combustibles fossiles. L'approche américaine visait à réduire les émissions du secteur de la production d'électricité, sans nécessairement éliminer la production d'électricité au charbon. Les différences entre les normes de rendement canadiennes et américaines applicables à la production d'électricité au charbon se reflètent dans l'intention de la politique.

Le 10 octobre 2017, l'administrateur de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis, Scott Pruitt, a signé un avis d'ébauche de règles proposant d'abroger le plan en matière d'énergie propre, une règle de 2015 qui exige que les États développent des plans afin de réduire les émissions de carbone provenant des groupes de production d'électricité existants. Cette règle était la pièce maîtresse du plan américain sur les changements climatiques et devait réduire les émissions du secteur de l'énergie de 32 % sous le niveau de 2005 d'ici 2030. La proposition d'abrogation est conforme au décret de mars 2017 du président Trump sur l'indépendance énergétique. Ces politiques représenteraient un recul possible et exigeraient la mise en place d'un processus s'échelonnant sur de nombreux mois, voire plus longtemps en raison des enjeux juridiques actuels concernant la réglementation et l'annulation des normes.

En dépit des mesures américaines au niveau fédéral, les forces du marché et les politiques sur les changements climatiques au niveau des États devraient continuer à contribuer à réduire l'utilisation du charbon dans le secteur de l'énergie américain. Le charbon procurait 30 % de la génération électrique américaine en 2016, une réduction de 48 % de l'utilisation de 2008. Cette diminution a entraîné une réduction de 24 % des émissions de carbone du secteur de l'énergie américain depuis 2005. Toutefois, l'agence sur l'information énergétique prédit que l'abrogation du plan en matière d'énergie propre pourrait ralentir le taux auquel les groupes alimentés au charbon existants sont mis hors service. La proposition d'abrogation ne devrait pas avoir de conséquences importantes sur les mesures relatives aux changements climatiques canadiens ou sur le rôle canadien de fournisseur clé d'énergie propre des États-Unis. Le Canada va de l'avant avec les modifications proposées visant l'élimination de l'électricité provenant de groupes conventionnels alimentés au charbon d'ici 2030. La communauté internationale adopte des mesures similaires.

En novembre 2017, le gouvernement du Canada s'est associé au gouvernement du Royaume-Uni pour lancer l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon, une alliance mondiale visant à éliminer l'électricité produite au charbon.

### **Justification**

Les modifications proposées obligeront les centrales au charbon à respecter une norme de rendement rigoureuse en 2030 et contribueraient à éliminer progressivement la

ensuring the permanent transition from high-emitting electricity sources to low- or non-emitting sources.

This would contribute to the protection of the environment and the health of Canadians, and help Canada fulfill its commitment to reduce its 2005 levels of GHG emissions by 30% by 2030.

While existing and planned carbon pricing systems implemented by provincial and federal governments could reduce emissions from coal-fired electricity generation, the complete phase-out of conventional coal-fired electricity generation by 2030 would be unlikely to occur without the proposed Amendments.

The Department is open to considering equivalency agreements with interested provinces and territories to minimize regulatory duplication in support of the provinces' transition to non-emitting electricity generation.

The Government of Canada's approach to addressing climate change is based on the principle of maximizing environmental performance improvements while minimizing adverse economic impacts. The regulated performance standard approach provides necessary regulatory certainty for the electricity sector at a time when the sector is facing major capital stock turnover. It is administratively simpler than a cap-and-trade system, it ensures the phase-in of lower- or non-emitting types of generation and it provides more certain economic signals to decision makers considering new or replacement power generation plants. In addition, through consultation, industry and provincial stakeholders, in spite of having specific concerns, have expressed broad support of the regulated performance standard approach.

A cost-benefit analysis was conducted for the proposed Amendments, which indicated that it would result in a net reduction of approximately 100 Mt CO<sub>2</sub>e of GHG emissions between 2029 and 2055. The incremental benefit of achieving these reductions is estimated to be \$4.9 billion, while the incremental cost is estimated to be \$2.2 billion over the same period. This results in a net present value of approximately \$2.7 billion.

### **Strategic environmental assessment**

The proposed Regulations have been developed under the *Pan-Canadian Framework on Clean Growth and*

production d'électricité conventionnelle au charbon et assureraient une transition permanente de sources d'électricité à émissions élevées vers des sources à émissions faibles ou nulles.

Ceci contribuerait à la protection de l'environnement et de la santé des Canadiens, et aiderait le Canada à remplir ses engagements de réduire les émissions de GES de 30 % du niveau de 2005 d'ici 2030.

Bien que les systèmes de tarification du carbone existants et prévus mis en œuvre par les gouvernements fédéral et provinciaux puissent réduire les émissions des centrales de production d'électricité au charbon, l'élimination de la production conventionnelle alimentée au charbon d'ici 2030 serait peu susceptible de se produire sans les modifications proposées.

Le Ministère est ouvert à prendre en considération des accords d'équivalence avec les provinces et les territoires intéressés afin de réduire au minimum les chevauchements en matière de réglementation et soutenir la transition des provinces vers la production d'électricité sans émissions.

L'approche adoptée par le gouvernement du Canada dans sa lutte contre les changements climatiques est fondée sur le principe de la maximisation des améliorations du rendement environnemental tout en minimisant les répercussions négatives sur l'économie. L'approche de la norme de rendement réglementée offre au secteur de l'électricité une certitude réglementaire nécessaire à un moment où il doit renouveler en profondeur ses installations et ses équipements. Elle est plus simple à administrer qu'un système d'échange et de plafonnement, elle permet le passage graduel à des types de production à émissions faibles ou nulles et elle envoie des signaux économiques plus clairs aux décideurs qui envisagent de construire de nouvelles centrales de production d'électricité ou de remplacer les centrales existantes. De plus, bien qu'ils aient des préoccupations particulières, les intervenants des provinces et de l'industrie ont indiqué dans le cadre des consultations qu'ils appuyaient l'approche de la norme de rendement environnemental réglementée.

Les modifications proposées ont fait l'objet d'une analyse de rentabilité, qui a révélé qu'elles se traduiraient par une réduction nette d'environ 100 Mt d'éq. CO<sub>2</sub> d'émissions de GES entre 2029 et 2055. L'atteinte de cette réduction comporte un avantage supplémentaire qui est estimé à 4,9 milliards de dollars, tandis que le coût additionnel a été estimé à 2,2 milliards de dollars au cours de la même période, ce qui donne une valeur actuelle nette d'environ 2,7 milliards de dollars.

### **Évaluation environnementale stratégique**

Le règlement proposé a été préparé dans le contexte du *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les*

*Climate Change*. A Strategic Environmental Assessment (SEA) was completed for this framework in 2016. The SEA concluded that proposals under the framework will reduce GHG emissions and are in line with the 2016–2019 Federal Sustainable Development Strategy. The proposed Regulations are an important part of the Strategy and align with the clean energy goals for Canadians to have access to affordable, reliable and sustainable energy.<sup>56</sup>

## Implementation, enforcement and service standards

### Implementation strategy

Minimal compliance promotion activities are anticipated to be required as a result of the proposed Amendments. Implementation activities would be minimal since the proposed Amendments apply only to large enterprises and would not create any new requirements before the end of 2029. The units affected by the provisions of the proposed Amendments would be those that have not reached their end of life by 2030, as defined by the Regulations.

Implementation activities may include adding or updating information on related departmental websites (responding to requests for information and clarification); reviewing information submitted for units that have their end of life before 2030 and that apply to meet the performance standard; and sending reminder notifications in advance of the 2029 deadline and subsequent reporting requirements, as appropriate. Preliminary assessments of compliance with the proposed Amendments would be carried out through the review and analysis of reports submitted, and may require a follow-up with regulatees, as appropriate.

### Enforcement

Where the Department does not receive information as appropriate and/or there is a need to verify or correct such information, enforcement action may be required. The Regulations are adopted under CEPA, so enforcement officers will, when verifying compliance with the proposed Amendments, apply the Compliance and Enforcement Policy (the Policy) for CEPA. This 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 will resort to civil suits by the Crown for cost recovery.

<sup>56</sup> For more information, please visit <http://www.fds-sfdd.ca/index.html#/en/detail/all/goal:G05>.

*changements climatiques*. Une évaluation environnementale stratégique (ÉES) a été menée aux fins du Cadre pancanadien en 2016. L'ÉES a conclu que les propositions faites en conformité avec le Cadre pancanadien réduiront les émissions de GES et sont en phase avec la Stratégie fédérale de développement durable 2016-2019. Le règlement proposé est un aspect important de la Stratégie et s'accorde avec les objectifs d'énergie propre pour les Canadiens d'avoir accès à de l'énergie à coût raisonnable, fiable et durable<sup>56</sup>.

## Mise en œuvre, application et normes de service

### Stratégie de mise en œuvre

On prévoit que les modifications proposées nécessiteront un niveau minimal d'activités de promotion de la conformité. Les activités de mise en œuvre seraient minimales puisque les modifications proposées ne s'appliquent qu'à de grandes entreprises et qu'elles ne créeraient aucune nouvelle exigence avant la fin de 2029. Les groupes touchés par les dispositions des modifications proposées seraient ceux qui n'auraient pas atteint la fin de leur vie utile en 2030, comme le définit le Règlement.

Les activités de mise en œuvre peuvent inclure l'ajout ou la mise à jour d'information sur les sites Web connexes du Ministère (réponse à des demandes de renseignements et de précisions); un examen des renseignements présentés par des groupes qui atteindront leur fin de vie utile avant 2030 et demandant d'être assujettis à la norme de rendement; l'envoi de rappels avant l'échéance de 2029 et avant l'établissement des exigences de déclaration subséquente, s'il y a lieu. Des vérifications préliminaires de la conformité avec les modifications proposées seraient effectuées par l'examen et l'analyse des rapports présentés et, selon les résultats, un suivi auprès des entreprises réglementées pourrait s'avérer nécessaire.

### Application de la loi

Des mesures d'application de la loi peuvent être prises lorsque le Ministère ne reçoit pas les renseignements requis et/ou s'il doit vérifier ou corriger des renseignements reçus. Puisque le Règlement sera pris en application de la LCPE, les agents d'application de la loi respectent la Politique d'observation et d'application de la LCPE (la Politique) lors de la vérification de la conformité avec les modifications proposées. Cette politique établit l'éventail des interventions qui pourront être faites en cas d'infractions présumées, dont les avertissements, les directives, les ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement, les contraventions, les arrêtés ministériels, les injonctions, les poursuites criminelles et autres mesures de protection de l'environnement (qui peuvent remplacer des poursuites criminelles une fois que des

<sup>56</sup> Pour plus de renseignements, veuillez visiter le [http://www.fds-sfdd.ca/index\\_fr.html#/fr/detail/all/goal:G05\\_fr](http://www.fds-sfdd.ca/index_fr.html#/fr/detail/all/goal:G05_fr).

To verify compliance, enforcement officers may carry out an inspection to identify an alleged violation. Alleged violations may also be identified by the Department's technical personnel, through information transmitted to the Department by other government organizations, including Statistics Canada and the Canada Border Services Agency, or through complaints received from the public. Whenever a possible violation of the amended Regulations is identified, enforcement officers may carry out investigations.

When, following an inspection or an investigation, an enforcement officer discovers an alleged violation, the officer will choose the appropriate enforcement action based on the

- **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, the violator's willingness to cooperate with enforcement officers, and evidence of corrective action already taken; and
- **Consistency:** Enforcement officers will consider how similar situations have been handled in determining the measures to be taken to enforce CEPA.

### **Performance measurement and evaluation**

The implementation strategy for the proposed Amendments includes a section on performance measurement. This identifies the desired outcomes of the proposed Amendments and includes indicators to assess the performance of the amended Regulations in achieving these outcomes. Performance of the amended Regulations will be monitored annually and reported on a five-year basis and/or as appropriate.

Performance indicator outcomes for the proposed amended Regulations include the following:

- Regulatees are aware of the requirements under the Regulations;
- Regulatees understand the requirements of the Regulations;

accusations ont été portées pour une infraction à la LCPE). De plus, la Politique explique dans quelles circonstances le Ministère peut demander à la Couronne d'intenter des poursuites au civil pour recouvrer des frais.

Les agents d'application de la loi peuvent mener une inspection afin de vérifier la conformité. Une inspection peut révéler une infraction présumée à la loi, et le personnel technique du Ministère peut également être mis au fait d'infractions présumées à la loi par d'autres organismes gouvernementaux, dont Statistique Canada et l'Agence des services frontaliers du Canada, ou par des plaintes reçues du public. Les agents d'application de la loi peuvent effectuer une enquête en cas d'infraction présumée possible au règlement modifié.

Si, au terme d'une inspection ou d'une enquête, un agent d'application de la loi constate une infraction présumée à la loi, il choisira la mesure d'exécution appropriée en fonction des facteurs suivants :

- **La nature de l'infraction présumée :** il devra déterminer la gravité des dommages, l'intention du contrevenant présumé, s'il s'agit ou non d'une récidive et s'il y a eu tentative de dissimuler de l'information ou de contourner, d'une façon ou d'une autre, les objectifs ou les exigences de la LCPE.
- **L'efficacité du moyen employé pour obliger le contrevenant présumé à obtempérer :** le but étant de faire respecter la loi dans les meilleurs délais tout en empêchant les récidives. Il faut entre autres tenir compte du dossier du contrevenant concernant l'observation de la LCPE, de la volonté du contrevenant à coopérer avec les agents d'application de la loi et de la preuve que des mesures correctives ont été prises.
- **L'uniformité :** les agents d'application de la loi doivent tenir compte de ce qui a été fait antérieurement dans des cas semblables lorsqu'ils déterminent les mesures à prendre pour faire respecter la LCPE.

### **Mesures de rendement et évaluation**

La stratégie de mise en œuvre des modifications proposées comprend une partie sur la mesure du rendement. Cette partie décrit les résultats attendus des modifications proposées et comporte des indicateurs de rendement qui servent à évaluer les progrès réalisés par le règlement modifié dans l'atteinte de ces résultats. Un suivi du rendement du règlement modifié sera effectué chaque année, et un rapport à cet effet sera présenté une fois tous les cinq ans ou au besoin.

Voici les résultats visés par le règlement modifié proposé qui seront mesurés par des indicateurs de rendement :

- Les parties réglementées connaissent les exigences du Règlement;
- Les parties réglementées comprennent les exigences du Règlement;

- Regulatees comply with the regulatory requirements;
- Non-compliant regulatees become compliant with the regulations; and
- Reduction of CO<sub>2</sub> emissions from the sector versus the baseline scenario.

The outcomes, such as anticipated reductions in CO<sub>2</sub> emissions, would take place progressively and accumulate over time.

#### Performance indicators and evaluation

The expected outcomes of the proposed Amendments support the international and domestic priorities of reducing national GHG emissions, e.g. a 30% reduction from the 2005 levels by 2030. The performance of the proposed Amendments in achieving these outcomes would be measured and evaluated.

Clear, quantitative indicators and targets, where applicable, were defined for each outcome — immediate, intermediate and final — and would be monitored on a yearly basis, for example reduced sectoral CO<sub>2</sub> emissions versus emissions found in the baseline scenario. In addition, a compilation assessment will be conducted every five years starting in 2025 (for the period 2020–2025) to gauge the performance of every indicator against the identified targets. This regular review process will allow the Department to clearly detail the impact of the proposed Amendments as units become subject to the regulatory requirements, and to evaluate the regulatory performance in reaching the intended targets. The five-year compilation review also respects the expected capital stock turnover timelines for this industry.

#### Contacts

Paola Mellow  
Director  
Electricity and Combustion Division  
Energy and Transportation Directorate  
Environment and Climate Change Canada  
Email: [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.ec@canada.ca)

Matt Watkinson  
Director  
Regulatory Analysis and Valuation Division  
Economic Analysis Directorate  
Environment and Climate Change Canada  
Email: [ec.darv-ravd.ec@canada.ca](mailto:ec.darv-ravd.ec@canada.ca)

- Les parties réglementées respectent les exigences du Règlement;
- Les parties réglementées non conformes se conforment aux exigences du Règlement;
- La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur par comparaison avec celle d'un scénario de base.

Les résultats, comme les réductions prévues des émissions de CO<sub>2</sub>, seraient atteints progressivement et augmenteraient au fil du temps.

#### Évaluation et indicateurs de rendement

Les résultats escomptés des modifications proposées appuient les priorités nationales et internationales en matière de réduction des émissions nationales de GES, par exemple une réduction de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Les progrès réalisés grâce aux modifications proposées vers l'atteinte de ces résultats seraient mesurés et évalués.

Des cibles et des indicateurs clairs et quantitatifs, au besoin, ont été définis pour chaque résultat — immédiat, intermédiaire et final — et feraient l'objet d'un suivi annuel. Les réductions des émissions de CO<sub>2</sub> des secteurs, par exemple, seraient comparées à celles résultant d'un scénario de base. En outre, le rendement de chaque indicateur sera évalué par rapport aux cibles établies par un examen quinquennal des données compilées à compter de 2025 (pour la période 2020–2025). Ce processus d'examen périodique permettra au Ministère d'exposer en détail les répercussions des modifications proposées lorsque les groupes seront assujettis aux exigences réglementaires, et d'évaluer le rendement de la réglementation dans l'atteinte des cibles voulues. L'examen quinquennal des données compilées respecte également le calendrier de renouvellement prévu des immobilisations par l'industrie.

#### Personnes-ressources

Paola Mellow  
Directrice  
Division de l'électricité et de la combustion  
Direction de l'énergie et des transports  
Environnement et Changement climatique Canada  
Courriel : [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.ec@canada.ca)

Matt Watkinson  
Directeur  
Division de l'analyse réglementaire et de l'évaluation  
Direction de l'analyse économique  
Environnement et Changement climatique Canada  
Courriel : [ec.darv-ravd.ec@canada.ca](mailto:ec.darv-ravd.ec@canada.ca)

**PROPOSED REGULATORY TEXT**

Notice is given, pursuant to subsection 332(1)<sup>a</sup> of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>b</sup>, that the Governor in Council, pursuant to subsections 93(1) and 330(3.2)<sup>c</sup> of that Act, proposes to make the annexed *Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*.

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 the Electricity and Combustion Division, Energy and Transportation Directorate, Department of the Environment, 351 Saint-Joseph Boulevard, 11th Floor, Gatineau, Quebec K1A 0H3 (fax: 819-938-4254; email: [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.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, January 10, 2018

Jurica Čapkun  
Assistant Clerk of the Privy Council

**Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations**

## Amendments

**1 (1) The definition *calendar year* in subsection 2(1) of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*<sup>1</sup> is repealed.**

<sup>a</sup> S.C. 2004, c. 15, s. 31

<sup>b</sup> S.C. 1999, c. 33

<sup>c</sup> S.C. 2008, c. 31, s. 5

<sup>1</sup> SOR/2012-167

**PROJET DE RÉGLEMENTATION**

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)<sup>a</sup> de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>b</sup>, que la gouverneure en conseil, en vertu des paragraphes 93(1) et 330(3.2)<sup>c</sup> de cette loi, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*, 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 de l'électricité et de la combustion, Direction de l'énergie et des transports, ministère de l'Environnement, 351, boulevard Saint-Joseph, 11<sup>e</sup> étage, Gatineau (Québec) K1A 0H3, par télécopieur au 819-938-4254 ou par courriel à [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.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 10 janvier 2018

Le greffier adjoint du Conseil privé  
Jurica Čapkun

**Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon**

## Modifications

**1 (1) La définition de *année civile*, au paragraphe 2(1) du *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*<sup>1</sup>, est abrogée.**

<sup>a</sup> L.C. 2004, ch. 15, art. 31

<sup>b</sup> L.C. 1999, ch. 33

<sup>c</sup> L.C. 2008, ch. 31, art. 5

<sup>1</sup> DORS/2012-167

**(2) Paragraphs (a) and (b) of the definition *useful life* in subsection 2(1) of the Regulations are replaced by the following:**

**(a)** for a unit other than a unit referred to in paragraph (a) of the definition *commissioning date*,

**(i)** in the case of a unit whose commissioning date is before 1975, the earlier of

**(A)** December 31 of the calendar year that is 50 years after the commissioning date, and

**(B)** December 31, 2019, and

**(ii)** in the case of a unit whose commissioning date is after 1974, the earlier of

**(A)** December 31 of the calendar year that is 50 years after the commissioning date, and

**(B)** December 31, 2029; and

**(b)** for a unit referred to in paragraph (a) of the definition *commissioning date*, 18 months after the applicable date described in paragraph (a). (*vie utile*)

**2 Subsection 3(5) of the Regulations is replaced by the following:**

**CCS excluded**

**(5)** The CO<sub>2</sub> emissions from a unit referred to in subsection (1) do not include emissions that

**(a)** are captured in accordance with the laws of Canada or a province that regulate that capture;

**(b)** are transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province, or of the United States or one of its states, that regulate that transportation or storage, as the case may be; and

**(c)** are not subsequently released into the atmosphere.

**3 (1) Subsection 4(1) of the Regulations is replaced by the following:**

**Registration**

**4 (1)** A responsible person for a new unit must register the new unit by, on or before 30 days after its commissioning date, sending to the Minister a registration report that contains the information set out in Schedule 1.

**(2) Les alinéas a) et b) de la définition de *vie utile*, au paragraphe 2(1) du même règlement, sont remplacés par ce qui suit :**

**a)** s'il s'agit d'un groupe autre qu'un groupe visé à l'alinéa a) de la définition de *date de mise en service* :

**(i)** dans le cas d'un groupe dont la date de mise en service est antérieure à 1975, la plus rapprochée des dates suivantes :

**(A)** le 31 décembre de la cinquantième année civile suivant cette date,

**(B)** le 31 décembre 2019,

**(ii)** dans le cas d'un groupe dont la date de mise en service est postérieure à 1974, la plus rapprochée des dates suivantes :

**(A)** le 31 décembre de la cinquantième année civile suivant cette date,

**(B)** le 31 décembre 2029;

**b)** s'il s'agit d'un groupe visé à l'alinéa a) de la définition de *date de mise en service*, dix-huit mois après la date applicable visée à l'alinéa a). (*useful life*)

**2 Le paragraphe 3(5) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**Exclusion**

**(5)** Sont exclues du calcul des émissions de CO<sub>2</sub> provenant d'un groupe visé au paragraphe (1) les émissions qui répondent aux critères suivants :

**a)** elles sont captées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente cette activité;

**b)** elles sont transportées et séquestrées conformément aux règles de droit du Canada ou de la province qui réglemente ces activités ou à celles des États-Unis ou d'un de ses États lorsque ces activités y sont réglementées;

**c)** elles ne sont pas ultérieurement rejetées dans l'atmosphère.

**3 (1) Le paragraphe 4(1) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**Enregistrement**

**4 (1)** La personne responsable d'un groupe nouveau enregistre ce dernier en transmettant au ministre un rapport d'enregistrement comportant les renseignements figurant à l'annexe 1 au plus tard trente jours après la date de mise en service.

**(2) Subsection 4(3) of the Regulations is replaced by the following:****Change of information**

(3) If the information provided in the registration report changes or if the unit is decommissioned, the responsible person must, not later than 30 days after the change or decommissioning, send to the Minister a notice, as the case may be, that provides the updated information or that indicates the unit has been decommissioned, along with the date of the decommissioning.

**4 Subsection 5(2) of the Regulations is replaced by the following:****Period of application**

(2) The application must be made in the period that begins on January 1 and that ends on May 31 of the calendar year during which the unit reaches its end of life.

**5 Paragraphs 9(1)(a) and (b) of the Regulations are replaced by the following:**

(a) in the case of a new unit, the unit is designed to permit its integration with a carbon capture and storage system that is to be constructed; and

(b) in the case of an old unit, the unit may be retrofitted to permit its integration with a carbon capture and storage system that is to be constructed.

**6 Paragraphs 10(a) to (d) of the English version of the Regulations are replaced by the following:**

(a) carry out a front end engineering design study by January 1, 2020;

(b) purchase any major equipment that is necessary for the capture element by January 1, 2021;

(c) enter into any contract required for the transportation and storage of CO<sub>2</sub> emissions from the unit by January 1, 2022;

(d) take all necessary steps to obtain all permits or approvals required in relation to the construction of the capture element by January 1, 2022; and

**7 (1) Paragraph 14(1)(d) of the Regulations is replaced by the following:**

(d) the quantity of CO<sub>2</sub> emissions from the combustion of fossil fuels in the existing unit is determined in accordance with a system or method referred to in subsection 20(1);

**(2) Le paragraphe 4(3) du même règlement est remplacé par ce qui suit :****Modification des renseignements**

(3) En cas de modification des renseignements fournis dans le rapport d'enregistrement, ou en cas de mise hors service du groupe, la personne responsable transmet au ministre, dans les trente jours qui suivent, un avis indiquant les nouveaux renseignements ou un avis mentionnant la mise hors service du groupe ainsi que la date de celle-ci, selon le cas.

**4 Le paragraphe 5(2) du même règlement est remplacé par ce qui suit :****Date de présentation**

(2) La demande est présentée au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier et au plus tard le 31 mai de l'année civile au cours de laquelle le groupe atteint la fin de sa vie utile.

**5 Les alinéas 9(1)a) et b) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

a) s'agissant d'un groupe nouveau, celui-ci est conçu pour permettre l'intégration d'un système de captage et de séquestration de carbone, à construire;

b) s'agissant d'un groupe en fin de vie utile, celui-ci peut être adapté pour permettre l'intégration d'un tel système, à construire.

**6 Les alinéas 10a) à d) de la version anglaise du même règlement sont remplacés par ce qui suit :**

(a) carry out a front end engineering design study by January 1, 2020;

(b) purchase any major equipment that is necessary for the capture element by January 1, 2021;

(c) enter into any contract required for the transportation and storage of CO<sub>2</sub> emissions from the unit by January 1, 2022;

(d) take all necessary steps to obtain all permits or approvals required in relation to the construction of the capture element by January 1, 2022; and

**7 (1) L'alinéa 14(1)d) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

d) la quantité des émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe existant est déterminée selon un système ou une méthode visés au paragraphe 20(1);

**(2) Paragraph 14(3)(b) of the Regulations is replaced by the following:**

(b) at least 30 consecutive months of the period referred to in paragraph (1)(g) have occurred before the day on which the application is made.

**8 The description of  $G_{aux}$  in subsection 19(1) of the Regulations is replaced by the following:**

$G_{aux}$  is the quantity of electricity that is produced by the unit and used by the power plant in which the unit is located during the calendar year to operate infrastructure and equipment that is attributed to the unit for electricity generation and for separation, but not for pressurization, of  $CO_2$ , expressed in GWh, determined in accordance with an appropriate method of attribution, based on data collected using meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*.

**9 The formula set out in section 22 of the English version of the Regulations is replaced by the following:**

$$\sum_{i=1}^n E_i + E_s - E_{ccs}$$

**10 The portion of the description of  $CC_i$  in subsection 23(2) of the French version of the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:**

$CC_i$  représente le contenu en carbone de chaque échantillon ou échantillon composite, selon le cas, de combustible pour la  $i^e$  période d'échantillonnage, exprimé pour un combustible solide, liquide et gazeux, respectivement, selon la même unité de mesure applicable que celle mentionnée pour la variable  $CC_M$ , et fourni à la personne responsable par le fournisseur du combustible ou, s'il ne l'est pas, celui établi par la personne responsable — ce contenu étant déterminé :

**11 (1) Paragraph 24(2)(c) of the Regulations is replaced by the following:**

(c) a fuel listed in Table 4 to Schedule 5; and

**(2) Subparagraph 24(6)(a)(ii) of the Regulations is replaced by the following:**

(ii) a fuel from waste, in accordance with ASTM D5865 - 11a, and

**(2) L'alinéa 14(3)(b) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(b) qu'au moins trente mois consécutifs au cours de la période visée à l'alinéa (1)(g) se sont écoulés avant la date à laquelle la demande est présentée.

**8 La variable  $G_{aux}$  de la formule figurant au paragraphe 19(1) du même règlement est remplacée par ce qui suit :**

$G_{aux}$  la quantité d'électricité, exprimée en GWh, produite par le groupe et utilisée par la centrale électrique où le groupe est situé pour le fonctionnement de l'infrastructure et de l'équipement, au cours de l'année civile en cause, attribuée à ce groupe pour la production d'électricité et la séparation de  $CO_2$ , sauf la pressurisation de  $CO_2$ , et déterminée selon une méthode d'attribution appropriée, à partir de données fournies à l'aide de compteurs qui répondent aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*.

**9 La formule figurant à l'article 22 de la version anglaise du même règlement est remplacée par ce qui suit :**

$$\sum_{i=1}^n E_i + E_s - E_{ccs}$$

**10 Le passage de la variable  $CC_i$  de la formule figurant au paragraphe 23(2) de la version française du même règlement précédant l'alinéa a) est remplacé par ce qui suit :**

$CC_i$  représente le contenu en carbone de chaque échantillon ou échantillon composite, selon le cas, de combustible pour la  $i^e$  période d'échantillonnage, exprimé pour un combustible solide, liquide et gazeux, respectivement, selon la même unité de mesure applicable que celle mentionnée pour la variable  $CC_M$ , et fourni à la personne responsable par le fournisseur du combustible ou, s'il ne l'est pas, celui établi par la personne responsable — ce contenu étant déterminé :

**11 (1) L'alinéa 24(2)(c) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(c) un combustible visé au tableau 4 de l'annexe 5;

**(2) Le sous-alinéa 24(6)(a)(ii) du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

(ii) dérivés de matières résiduelles, conformément à la norme ASTM D5865-11a,

**12 Paragraph 2(d) of Schedule 1 to the Regulations is replaced by the following:**

**(d)** for an existing or old unit, the calendar year in which it reaches, or has reached, the end of its useful life;

## Coming into Force

**13 These Regulations come into force on the day on which they are registered.**

[7-1-o]

**12 L'alinéa 2d) de l'annexe 1 du même règlement est remplacé par ce qui suit :**

**d)** s'il s'agit d'un groupe existant ou d'un groupe en fin de vie utile, l'année civile durant laquelle il a atteint ou atteindra la fin de sa vie utile;

## Entrée en vigueur

**13 Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.**

[7-1-o]

## Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity

### 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.)*

### Issues

Significant investments in the electricity sector will be required as it phases out the use of coal to generate electricity in Canada. The investment decisions required to build electricity generation capacity are complex and involve analyses of several factors such as forecasts of energy/capacity demand and market pricing/constraints, as well as economic comparisons (e.g. operating cost and opportunity cost<sup>1</sup> of electricity generation alternatives). Clarity on regulatory requirements that may affect the sector is needed to help create a stable investment climate and incentivize sufficient investment in a new efficient electricity generation capacity.

Under the authority of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA), the Government of Canada (the Government) is proposing the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity* (the proposed Regulations), which set clear performance standards to control carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions for new and significantly modified natural gas-fired electricity generation units in Canada.

<sup>1</sup> There is an opportunity cost of the resources invested in any given activity, as they could have been invested elsewhere if they had not been spent on the activity being evaluated.

## Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel

### 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.)*

### Enjeux

Il faudra d'importants investissements dans le secteur de l'électricité en raison de l'élimination progressive de l'utilisation du charbon pour produire de l'électricité au Canada. Les décisions d'investissements nécessaires pour renforcer la capacité de production d'électricité sont complexes et englobent des analyses de plusieurs facteurs, comme les prévisions de la demande d'énergie/de capacité et de la tarification/des contraintes du marché, ainsi que des comparaisons économiques (par exemple le coût de fonctionnement et le coût de renonciation<sup>1</sup> des différents moyens de production d'électricité). Il faut faire preuve de clarté concernant les exigences réglementaires qui pourraient toucher le secteur afin de contribuer à créer un climat propice à l'investissement et d'encourager des investissements suffisants dans une nouvelle capacité de la génération électrique.

En vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE], le gouvernement du Canada (le gouvernement) propose le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel* (le projet de règlement), qui établit des normes précises de rendement pour contrôler les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) des groupes de production d'électricité à partir du gaz naturel nouveaux ou considérablement modifiés au Canada.

<sup>1</sup> Il y a un coût de renonciation des ressources investies dans toute activité, car ces ressources auraient pu être investies ailleurs si elles n'avaient pas été dépensées pour l'activité évaluée.

## Background

The Government is committed to reducing greenhouse gas (GHG) emissions<sup>2</sup> to mitigate the impact of climate change. In 2016, Canada ratified the Paris Agreement,<sup>3</sup> committing to a 30% reduction in overall GHG emissions below 2005 levels by 2030. In the same year, First Ministers from federal, provincial, and territorial governments released the *Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change*,<sup>4</sup> which includes a commitment to expand clean electricity sources, supported by infrastructure investments and regulations for coal and natural gas-fired electricity generation.

The Department of the Environment (the Department) published a notice of intent (NOI) in the *Canada Gazette*, Part I,<sup>5</sup> on December 17, 2016, that communicated its intent to accelerate the phase-out of coal-fired electricity generation in Canada from 2044 to 2030<sup>6</sup> by amending the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*.<sup>7</sup> This would be achieved by an amendment to existing regulations that would require coal-fired electricity generation units to meet an emissions limit of 420 tonnes of CO<sub>2</sub> per gigawatt hour (420 t of CO<sub>2</sub>/GWh)<sup>8</sup> of electricity produced by no later than 2030. The proposal to amend the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* and the proposed Regulations are being developed in parallel in order to ensure that the new electricity generation capacity built to replace coal units meets achievable performance standards.

## Contexte

Le gouvernement s'est engagé à réduire les émissions de gaz à effet de serre<sup>2</sup> (GES) pour atténuer les répercussions des changements climatiques. En 2016, le Canada a ratifié l'Accord de Paris<sup>3</sup>, s'engageant à réduire de 30 % les émissions globales de GES sous les niveaux de 2005 d'ici 2030. Pendant la même année, les premiers ministres des gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux ont publié le *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*<sup>4</sup>, qui englobe un engagement à accroître les sources d'électricité propre, appuyé par des investissements dans l'infrastructure et par des règlements sur la production d'électricité alimentée au charbon et au gaz naturel.

Le 17 décembre 2016, le ministère de l'Environnement (le Ministère) a publié dans la Partie I<sup>5</sup> de la *Gazette du Canada* un avis d'intention qui indiquait son intention d'accélérer l'élimination progressive de la production d'électricité alimentée au charbon au Canada de 2044 à 2030<sup>6</sup> en modifiant le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*<sup>7</sup>. Cette intention serait concrétisée par la modification de la réglementation actuelle qui exigerait que les groupes de production d'électricité alimentés au charbon respectent une limite d'émissions de 420 tonnes de CO<sub>2</sub> par gigawattheure (420 t de CO<sub>2</sub>/GWh)<sup>8</sup> d'électricité produite au plus tard en 2030. La proposition de modifier le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon* et le projet de règlement sont développés en parallèle afin d'assurer que la nouvelle capacité de production d'électricité qui remplacera la production d'électricité alimentée au charbon sera conforme aux normes d'émissions réalisables.

<sup>2</sup> Carbon dioxide represents the vast majority of GHG emissions from the electricity sector in Canada.

<sup>3</sup> For more information on the Agreement, please see [http://unfccc.int/paris\\_agreement/items/9485.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php).

<sup>4</sup> For more information on the framework, please see <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environment/documents/weather1/20170125-en.pdf>.

<sup>5</sup> For more information, please see <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-12-17/html/notice-avis-eng.php>.

<sup>6</sup> This is the last end-of-life date under the existing coal regulations for units outside Alberta; an Alberta provincial announcement has all units closing at the end of 2030.

<sup>7</sup> For more information on the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, please see <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2012/2012-09-12/html/sor-dors167-eng.html>.

<sup>8</sup> CO<sub>2</sub>/GWh is a measure of performance. The higher the ratio, the less efficient an electricity generation unit is when compared to an alternative or similar unit being operated more efficiently.

<sup>2</sup> Le dioxyde de carbone représente la grande majorité des émissions de GES du secteur de l'électricité au Canada.

<sup>3</sup> Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'Accord, visitez le site Web suivant : [http://unfccc.int/portal\\_francophone/accord\\_de\\_paris/items/10081.php](http://unfccc.int/portal_francophone/accord_de_paris/items/10081.php).

<sup>4</sup> Pour obtenir de plus amples renseignements sur le cadre, visitez le site Web suivant : <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environment/documents/weather1/20170125-fr.pdf>.

<sup>5</sup> Pour de plus amples renseignements, visitez le site Web suivant : <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-12-17/html/notice-avis-fra.php>.

<sup>6</sup> Il s'agit de la dernière date de fin de vie aux termes du règlement actuel sur le charbon pour les centrales à l'extérieur de l'Alberta. L'annonce provinciale de l'Alberta indique que toutes les centrales seront fermées à la fin de 2030.

<sup>7</sup> Pour de plus amples renseignements sur le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*, visitez le site Web suivant : <http://gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2012/2012-09-12/html/sor-dors167-fra.html>.

<sup>8</sup> CO<sub>2</sub>/GWh est une mesure de rendement. Plus le ratio est élevé, moins un groupe de production d'électricité est efficace comparativement à un groupe de rechange ou semblable exploité de manière plus efficace.

## Electricity generation in Canada

The generation, transmission and distribution of electricity in Canada are regulated primarily under provincial jurisdiction. Provincial governments exercise their jurisdiction through provincial departments of energy who regulate Crown utilities, and in some provinces through independent system operators who manage privately owned electricity-producing companies that operate within deregulated electricity markets. Some large industrial electricity users, such as oil and gas producers and aluminum manufacturers, have electricity generation facilities that meet their own electricity requirements. The federal government has a supporting role, including by investing in research and development and by supporting the commercialization of new technologies. In addition, the federal government has the authority under CEPA to regulate emissions of carbon dioxide.<sup>9</sup>

The Canadian electricity sector is composed of utility and non-utility generators that produce electricity.<sup>10</sup> In 2015, utilities in Canada generated approximately 580 terawatt hours (TWh) of electricity. It is estimated that by 2035, in a business-as-usual scenario, electric utility generation will be 634 TWh.<sup>11</sup> In 2015, about 80% of the electricity generated was from sources that do not emit GHG emissions (e.g. nuclear, wind and hydro) and 20% was from sources that do (e.g. coal-fired and natural gas-fired). It is estimated that by 2035, in a business-as-usual scenario, about 82% of the electricity generated would be from non-emitting sources, with 18% from emitting sources in Canada.

In 2015, about 19% of Canada's overall GHG emissions from the electricity sector came from natural gas-fired electricity generation.<sup>12</sup> Due in large part to the phase-out of the use of coal to generate electricity in Canada, it is estimated that by 2035, in a business-as-usual scenario,

## Production d'électricité au Canada

La production, le transport et la distribution de l'électricité au Canada sont principalement réglementés par les gouvernements provinciaux. Ces derniers exercent leur compétence par l'entremise de ministères provinciaux de l'énergie qui réglementent les services publics de l'État et, dans certaines provinces, par l'entremise d'exploitants indépendants de réseaux qui gèrent des entreprises privées de production d'électricité et qui mènent leurs activités dans des marchés d'électricité déréglementés. Certains grands utilisateurs industriels d'électricité, comme les producteurs de pétrole et de gaz et les fabricants d'aluminium, ont des installations de production d'électricité qui répondent à leurs propres besoins. Le gouvernement fédéral joue un rôle de soutien, y compris dans l'investissement dans la recherche et le développement et en appuyant la commercialisation de nouvelles technologies. De plus, le gouvernement fédéral a l'autorité sous la LCPE de réglementer les émissions de dioxyde de carbone.<sup>9</sup>

Le secteur canadien de l'électricité se compose de producteurs de services publics et de producteurs de services autres que publics qui produisent de l'électricité<sup>10</sup>. En 2015, ces services ont généré environ 580 térawatt-heures (TWh) d'électricité. On estime que d'ici 2035, dans un scénario de maintien du statu quo, la génération d'électricité sera de 634 TWh<sup>11</sup>. En 2015, environ 80 % de l'électricité était produite à partir de sources qui n'émettaient pas de GES (par exemple la génération nucléaire, éolienne et hydroélectrique) et 20 % à partir de sources qui émettaient des GES (par exemple combustion de charbon et combustion de gaz naturel). On estime que d'ici 2035, dans un scénario de maintien du statu quo, environ 82 % de l'électricité serait produite à partir de sources non émettrices et 18 % de sources émettrices au Canada.

En 2015, environ 19 % des émissions globales de GES du secteur de l'électricité du Canada provenaient de la production d'électricité alimentée au gaz naturel<sup>12</sup>. Principalement en raison de l'élimination progressive de l'utilisation du charbon dans la production d'électricité au

<sup>9</sup> List of Toxic Substances managed under CEPA: <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/management-toxic-substances/list-canadian-environmental-protection-act.html>.

<sup>10</sup> Utility generators are electricity producers that exist solely to provide electricity to the grid, whereas non-utility generators are industrial, commercial or residential electricity producers that also provide some of their electricity production to the grid.

<sup>11</sup> Canada's National Inventory Report, Part 3, page 93, submitted to the United Nations Framework Convention on Climate Change can be found at [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/can-2017-nir-13apr17.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/can-2017-nir-13apr17.zip).

<sup>12</sup> In 2017, there was a total of 141 units using natural gas as primary fuel distributed as follows: 8% in British Columbia, 34% in Alberta, 12% in Saskatchewan, 6% in Manitoba, 37% in Ontario, and 3% in Quebec.

<sup>9</sup> La liste des substances toxiques gérée sous la LCPE 1999 : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-substances-toxiques/liste-loi-canadienne-protection-environnement.html>.

<sup>10</sup> Les producteurs de services publics sont des producteurs d'électricité qui existent seulement dans le but de fournir de l'électricité au réseau, tandis que les producteurs de services autres que publics sont des producteurs d'électricité industriels, commerciaux ou résidentiels qui fournissent également une part de l'électricité qu'ils produisent au réseau.

<sup>11</sup> Le rapport de l'inventaire canadien, partie 3, page 93, soumis dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques se trouve à l'adresse suivante : [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/can-2017-nir-13apr17.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/can-2017-nir-13apr17.zip) (en anglais seulement).

<sup>12</sup> En 2017, il y avait un total de 141 groupes qui utilisaient du gaz naturel comme combustible primaire, distribué comme suit : 8 % en Colombie-Britannique, 34 % en Alberta, 12 % en Saskatchewan, 6 % au Manitoba, 37 % en Ontario, et 3 % au Québec.

that portion would rise to about 74%. However, GHG emissions are expected, in a business-as-usual scenario, to decrease from the electricity sector as a whole, from about 79 megatonnes (Mt)<sup>13</sup> in 2015 to 33 Mt estimated in 2035, which is about a 46% decrease.

The Government of Canada has an aspirational goal of 90% of non-emitting electricity generation by 2030, and to help get there, it is accelerating the phase-out of coal-fired electricity by 2030, as well as investing in green infrastructure and research and development of clean energy technology. Canada is part of a global trend towards increased renewable electricity generation. According to Bloomberg New Energy Finance, renewable energy sources are set to represent almost three quarters of the \$10.2 trillion the world will invest in new power generating technology until 2040. In 2015, more money was invested worldwide in renewable power (US\$325 billion) than in new power from fossil fuels (US\$253 billion). Since 2010, in the United States, the cost of onshore wind power has fallen over 50%, and globally, solar power costs have dropped by over 70%.

#### Natural gas-fired electricity generation capacity

Several factors suggest that natural gas-fired power generation in Canada will increase in the future. These include low natural gas prices due to increased North American shale and tight gas production, coal plant closures, a role for quick-ramping natural gas-fired units to support the integration of renewables into the electric grid,<sup>14</sup> and an overall increase in electricity demand in Canada. Further, the Canadian natural gas supply infrastructure is well developed and the natural gas-fired generation capacity can be built in smaller increments to better match demand.

Canada, on estime que d'ici 2035, dans un scénario de maintien du statu quo, ce pourcentage augmenterait pour atteindre environ 74 %. Toutefois, selon les estimations, dans un scénario de maintien du statu quo, les émissions de GES du secteur de l'électricité dans l'ensemble devraient diminuer pour passer d'environ 79 mégatonnes (Mt)<sup>13</sup> en 2015 à 33 Mt en 2035, soit une diminution d'environ 46 %.

Le gouvernement du Canada a un objectif de 90 % de production d'électricité non émettrice d'ici 2030 et, pour y arriver, il accélérera l'élimination de l'électricité au charbon d'ici 2030 et investira dans l'infrastructure verte et dans la recherche et le développement de technologie énergétique propre. Le Canada fait partie d'une tendance mondiale d'augmentation de la production d'électricité renouvelable. Selon Bloomberg New Energy Finance, les sources d'énergie renouvelables devraient représenter près des trois quarts des 10,2 billions de dollars que le monde investira dans de nouvelles technologies de production d'énergie jusqu'en 2040. En 2015, plus d'argent a été investi dans le monde entier dans l'énergie renouvelable (325 milliards de dollars américains) que dans la nouvelle génération d'énergie à partir de combustibles fossiles (253 milliards de dollars américains). Depuis 2010, aux États-Unis, le coût de l'énergie éolienne terrestre a chuté de plus de 50 % et, à l'échelle mondiale, les coûts de l'énergie solaire ont chuté de plus de 70 %.

#### Capacité de production d'électricité à partir du gaz naturel

Plusieurs facteurs portent à croire que la production d'électricité alimentée au gaz naturel au Canada augmentera à l'avenir. Ces facteurs incluent le faible prix du gaz naturel, en raison de l'augmentation de la production de gaz de schiste et de réservoir étanche en Amérique du Nord, la fermeture des centrales alimentées au charbon, le rôle des centrales à mise en opération rapide alimentées au gaz naturel appuyant l'intégration des sources renouvelables dans le réseau électrique<sup>14</sup>, et l'augmentation de la demande en électricité au Canada. De plus, l'infrastructure canadienne d'approvisionnement en gaz naturel est bien développée et la capacité de production alimentée au gaz naturel peut être augmentée par petites étapes afin de mieux correspondre à la demande.

<sup>13</sup> Greenhouse gas emissions by Canadian economic sector: <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/environmental-indicators/greenhouse-gas-emissions/canadian-economic-sector.html>. A megaton is equal to one billion kilograms.

<sup>14</sup> Renewable sources of electricity such as wind and solar are intermittent, meaning that the amount of electricity they produce tends to fluctuate over time. Power grid stability requires electricity supply and demand to roughly match at all times. Natural gas-fired generation is quick-ramping and can be used to make timely and controllable adjustments to electricity supply.

<sup>13</sup> Les émissions de gaz à effets de serre par secteur économique canadien : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/emissions-gaz-effet-serre/secteur-economique-canadien.html>. Une mégatonne équivaut à un milliard de kilogrammes.

<sup>14</sup> Les sources renouvelables d'électricité, comme les sources éolienne et solaire, sont intermittentes, ce qui signifie que la quantité d'électricité qu'elles produisent fluctue au fil du temps. La stabilité du réseau électrique exige que l'offre et la demande d'électricité soient pratiquement équivalentes en tout temps. La production d'électricité alimentée au gaz naturel offre un démarrage rapide et peut servir à faire des ajustements opportuns et contrôlables à l'offre de l'électricité.

### Summary of natural gas-fired electricity generation technologies

Natural gas can be combusted in a gas turbine, a boiler, or a reciprocating engine to produce electricity. The number of gas turbines in Canada is expected to grow in the near future as it is generally agreed that this technology is the most cost-effective option to replace coal-fired electricity generation capacity. The number of natural-gas fired boilers has been in constant decline, mainly due to gas turbines being more efficient. There are currently no reciprocating natural gas engines in Canada that would fall under the scope of the proposed Regulations. An overview of the technologies used to generate electricity using natural gas in Canada is presented below.

*Boiler units:* In these units, fuel is combusted in a boiler to convert water into steam. The steam produced spins a steam turbine that drives a generator to produce electricity. Boiler units can burn a variety of fuels, including coal, petroleum coke, heavy fuel oil, natural gas, and biomass, alone or in combination.

*Combustion engines:* There are two different types of combustion engines that may burn natural gas to generate electricity that are considered: (1) gas turbine engines; and (2) reciprocating engines:

- (1) A gas turbine is an internal combustion engine that operates with rotary, rather than reciprocating motion. Gas turbines have four major components: a compressor, a combustor, a power turbine and a generator. These units make up the large majority of power generation from natural gas. A gas turbine can be used to generate electricity either alone (single-cycle configuration), or in combination with a steam turbine (combined-cycle configuration). Combined cycle systems are significantly more energy and emission efficient than single cycle units; however, single cycle units may be required in certain operational conditions.
- (2) In reciprocating engines, fuel combusts in a cylinder, driving a piston connected to a crankshaft. The crankshaft transforms the linear motion of the piston into the rotary motion of the crankshaft. For electricity generation applications, reciprocating engines are connected to generators to produce power. These units do not represent much of Canada's power generation from natural gas.

### Résumé des technologies de production d'électricité alimentées au gaz naturel

Le gaz naturel peut être brûlé dans une turbine à gaz, une chaudière ou un moteur à pistons pour produire de l'électricité. Le nombre de turbines à gaz au Canada devrait augmenter dans un avenir rapproché, car il est généralement convenu que cette technologie est la plus rentable économiquement pour remplacer la capacité de génération d'électricité alimentée au charbon. Le nombre de chaudières alimentées au gaz naturel a connu un déclin constant principalement dû à la plus grande efficacité des turbines à gaz. Actuellement, il n'y a aucun moteur à pistons au Canada qui serait visé par la portée du projet de règlement. Un aperçu des technologies utilisées pour produire de l'électricité à partir du gaz naturel au Canada est présenté ci-dessous.

*Chaudières :* Dans ces groupes, le combustible est brûlé dans une chaudière pour convertir l'eau en vapeur. La vapeur produite fait tourner une turbine à vapeur qui pousse une génératrice à produire de l'électricité. Les chaudières peuvent brûler divers combustibles, y compris le charbon, le coke de pétrole, le mazout lourd, le gaz naturel et la biomasse, seuls ou combinés.

*Moteurs à combustion :* Il existe deux différents types de moteurs à combustion qui pourraient brûler du gaz naturel pour produire de l'électricité et qui sont considérés : (1) les moteurs à turbine à gaz; (2) les moteurs à pistons.

- (1) Une turbine à gaz est un moteur à combustion interne qui fonctionne par rotation plutôt que par mouvement alternatif. Les turbines à gaz comptent quatre composantes majeures : un compresseur, une chambre de combustion, une turbine de travail et un alternateur. Ces groupes composent la grande majorité de la production d'électricité à partir du gaz naturel. Une turbine à gaz peut être utilisée pour produire de l'électricité seule (configuration à cycle simple) ou combinée à une turbine à vapeur (configuration à cycle combiné). Les systèmes à cycle combiné sont considérablement plus efficaces que les groupes à cycle simple; toutefois, les systèmes à cycle simple peuvent être requis pour certaines conditions opérationnelles.
- (2) Dans les moteurs à pistons, le combustible est brûlé dans un cylindre, activant un piston connecté à un vilebrequin. Le vilebrequin transforme le mouvement linéaire du piston en mouvement rotatif du vilebrequin. Dans le cas de la production d'électricité, les moteurs à pistons sont raccordés à des alternateurs pour produire l'électricité. Ces groupes ne représentent pas une grande part de la production d'électricité à partir du gaz naturel au Canada.

### Conversions of coal boilers to burn natural gas (coal to gas) to generate electricity as a technological option

Recent announcements by TransAlta and ATCOenergy in Alberta on moving ahead with coal-to-gas conversions suggest this is a viable option to replace coal-fired electricity generation. This option is expected to provide a short-term (5 to 10 years) transition away from coal. During this period, Alberta plans to develop and bring online new renewable sources of electricity generation<sup>15</sup> (e.g. hydro, wind and solar power generation) and new natural-gas fired electricity units. The conversions

- are expected to occur over 2020 to 2023, 7 to 10 years before coal units would be required to shut down under federal and provincial coal-fired electricity regulations and would result in early GHG emission reductions;
- can be completed within a shorter period<sup>16</sup> and at less cost,<sup>17</sup> while providing reliable back-up capacity; and
- may avoid the need to build large new natural gas-fired electricity units in the future as the sector transitions to non-emitting sources of electricity generation such as hydro, wind and solar power generation.

Alberta's announced plans to move to a capacity market framework in the future provides a key framework to support the short-term economic feasibility of coal-to-gas conversions. In a capacity market, units receive a certain amount of revenue even when they are not operating in exchange for guaranteed power availability when needed. Due to the estimated future supply of natural gas in Alberta, the announced coal-to-gas conversions are also expected to provide affordable ongoing access to natural gas. These factors combine to support the economic feasibility of coal-to-gas conversions in Alberta.

<sup>15</sup> Renewable energy is energy obtained from natural resources that can be naturally replenished or renewed within a human lifespan, that is, the resource is a sustainable source of energy. For more information, please visit <http://www.nrcan.gc.ca/energy/renewable-electricity/7295>.

<sup>16</sup> Conversion of boilers from coal to natural gas is expected to take between 1.5 and 3 years from time of decision, whereas the construction of a natural gas combined cycle unit may take 5 or more years depending on permitting and environmental assessment requirements.

<sup>17</sup> The cost of boiler conversions from coal to natural gas is estimated at \$50–60 million, whereas a natural gas combined cycle unit of similar capacity would cost in excess of \$1 billion.

### L'option technologique de la conversion des chaudières au charbon à l'alimentation au gaz naturel (charbon-au-gaz) pour la génération d'électricité

Les annonces récentes faites par TransAlta et ATCOenergy en Alberta sur le fait d'aller de l'avant avec la conversion charbon-au-gaz suggèrent que celle-ci est une option viable pour remplacer la génération d'électricité alimentée au charbon. Cette option procurera une transition du charbon à court terme (5 à 10 ans). Durant cette période, l'Alberta<sup>15</sup> planifie développer et mettre en service de nouvelles sources renouvelables de génération d'électricité (comme la génération d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire) de même que de nouveaux groupes alimentés au gaz naturel. Les conversions :

- devraient être exécutées de 2020 à 2023, 7 à 10 ans avant que les groupes au charbon ne soient tenus de mettre fin à leurs activités en raison des règlements fédéraux et provinciaux sur l'électricité produite à partir du charbon et permettraient de réduire de manière hâtive les émissions de GES;
- peuvent être complétées plus rapidement<sup>16</sup> et à moindres coûts<sup>17</sup>, tout en fournissant une capacité de soutien fiable;
- pourraient éviter, à l'avenir, la construction de nouveaux grands groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel, à mesure que le secteur effectuera la transition à des sources de génération d'électricité non émettrices, comme la génération d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire.

L'annonce des plans de l'Alberta d'adopter dans l'avenir un cadre du marché de la capacité offre un cadre clé pour favoriser la faisabilité économique à court terme des conversions charbon-au-gaz. Dans un marché de la capacité, les groupes reçoivent un certain revenu, qu'ils fonctionnent ou pas en échange d'une disponibilité garantie d'électricité au besoin. En raison de l'offre future de gaz naturel anticipée en Alberta, les conversions charbon-au-gaz annoncées devraient également permettre un accès permanent et abordable au gaz naturel. Ces facteurs s'additionnent pour soutenir la faisabilité économique des conversions charbon-au-gaz en Alberta.

<sup>15</sup> L'énergie renouvelable est obtenue de sources naturelles qui peuvent être naturellement régénérées ou renouvelées pendant une durée de vie humaine, c'est-à-dire que la ressource est une source durable d'énergie. Pour obtenir plus de renseignements, veuillez consulter le site suivant : <http://www.nrcan.gc.ca/energie/renouvelable-electricite/7296>.

<sup>16</sup> La conversion de chaudières au charbon au gaz naturel devrait prendre entre 1,5 et 3 années du moment de la décision alors que la construction d'un groupe alimenté au gaz naturel à cycle combiné requiert jusqu'à 5 années ou plus, selon le système de permis et les exigences de l'évaluation environnementale.

<sup>17</sup> On estime que le coût des conversions des chaudières au charbon au gaz naturel sera d'environ 50 à 60 millions de dollars, alors qu'un groupe à cycle combiné au gaz naturel de capacité similaire coûterait plus de 1 milliard de dollars.

While the short-term return on investment for coal-to-gas converted units is considered adequate (within 2 to 5 years after converted units come online), there is a range of technical and market considerations that suggests these units, if converted between 2020 and 2023 as per announcements, may not continue operating for long beyond 2030. The expected upgrades at conversion, and subsequent maintenance of coal-to-gas converted units, suggest that the economic life of these units would extend by 5 to 10 years, depending on the coal boiler's efficiency and age at the time of conversion. By 2030, the Province of Alberta expects to have 30% of its electricity generated from renewable sources and new natural gas-fired electricity generation units coming online (i.e. combined cycle). The expected economic life and shape of the electricity market in Alberta suggests less efficient forms of electricity generation such as coal-to-gas conversions would likely be replaced by more efficient forms of electricity generation.

Coal-to-gas conversions in other provinces affected by the proposed Regulations (i.e. New Brunswick, Nova Scotia and Saskatchewan) have not been announced and thus are considered unlikely. Factors that may influence coal-to-gas conversions in New Brunswick and Nova Scotia include the costs associated with securing additional, ongoing and affordable access to natural gas given that a natural gas infrastructure is not yet in place. In Saskatchewan, factors that may influence conversions may include lower operating costs of alternative generation and the opportunity cost of those alternatives, such as carbon capture and storage, co-firing with biomass, and renewables. However, it is expected that if coal-to-gas conversions were to take place in these provinces, the proposed Regulations would not have a significant impact, as the performance standards would align with those generally achievable by coal-to-gas conversions.

### **Objectives**

The objectives of the proposed Regulations limiting CO<sub>2</sub> emissions from natural gas-fired electricity generation are to ensure new and converted natural gas-fired electricity units would be subject to achievable emission performance standards. In doing so, the proposed Regulations would provide regulatory certainty on the level of stringency associated with the performance standards. This is expected to facilitate the planning and investment decision-making process associated with an overall strategy to phase out the use of coal-fired generation and the

Bien que le rendement du capital investi à court terme dans les groupes charbon-au-gaz convertis soit jugé adéquat (sur une période de 2 à 5 ans après les mises en fonction des groupes convertis), il existe un éventail de facteurs techniques et commerciaux qui suggèrent que ces groupes, si convertis entre 2020 et 2023 tel qu'il est prévu, pourraient ne pas être en marche très longtemps au-delà de 2030. Les mises à niveau planifiées lors des conversions, ainsi que l'entretien subséquent des groupes charbon-au-gaz convertis, laissent penser que la durée de vie utile de ces groupes ne se prolongerait que de 5 à 10 ans, en fonction de l'efficacité de la chaudière au charbon et son âge au moment de la conversion. D'ici 2030, l'Alberta s'attend à produire 30 % de son électricité à partir de sources renouvelables et de nouveaux groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel mis en fonction (c'est-à-dire à cycle combiné). La durée de vie utile attendue ainsi que la configuration du marché de l'électricité en Alberta permettent de penser que des technologies de génération d'électricité moins efficaces telles les conversions charbon-au-gaz seraient probablement remplacées par des technologies plus efficaces de génération d'électricité.

Des conversions charbon-au-gaz dans les autres provinces touchées par le projet de règlement (c'est-à-dire le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et la Saskatchewan) n'ont pas été annoncées et sont donc jugées improbables. Les facteurs qui pourraient influencer les conversions charbon-au-gaz au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse incluent les coûts liés à un accès additionnel, permanent et abordable au gaz naturel étant donné que les infrastructures en gaz naturel ne sont actuellement pas en place. En Saskatchewan, les facteurs qui pourraient influencer les conversions pourraient inclure les coûts de fonctionnement inférieurs d'autres sources de production ainsi que le coût d'opportunité des solutions de rechange comme le captage et le stockage de carbone, la co-combustion avec la biomasse et les sources renouvelables. Toutefois, si des conversions charbon-au-gaz devaient avoir lieu dans ces provinces, le projet de règlement ne devrait pas avoir une incidence considérable puisque les normes de rendement seraient alignées sur celles généralement réalisables des conversions charbon-au-gaz.

### **Objectifs**

Les objectifs du projet de règlement limitant les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la génération de l'électricité alimentée au gaz naturel sont d'assurer que les groupes alimentés au gaz naturel nouveaux ou convertis soient assujettis à des normes de performance en matière d'émissions réalisables. Ce faisant, le projet de règlement fournirait une certitude au niveau de la rigueur des normes de performance. Ceci devrait faciliter la planification et les prises de décisions en matière d'investissement associées à une stratégie globale d'éliminer graduellement la génération

construction of new natural gas-fired electricity generation capacity in Canada.

### Description

The proposed Regulations would impose performance standards (CO<sub>2</sub> emission intensity-based limits) on new and significantly modified natural gas-fired electricity generating units, including combustion engines and boiler units.<sup>18</sup> Significantly modified units include combustion engine units burning natural gas that are retrofitted to increase capacity, and units that burned coal which are converted to burn natural gas to generate electricity.

#### 1. Performance standards for new and significantly modified combustion engines

The performance standard for new and significantly modified combustion engine units equipped with one or more combustion engines with a capacity larger than 150 megawatts (MW)<sup>19</sup> would apply on an annual average basis and be 420 t of CO<sub>2</sub> for each gigawatt hour of energy produced. The performance standard for new and significantly modified combustion engine units equipped with engines with a capacity of 25 MW or more and of 150 MW or less would also apply on an annual average basis and be 550 t of CO<sub>2</sub> for each gigawatt hour of energy produced.

The proposed Regulations would apply to combustion engine units (including gas turbines and reciprocating engines) that meet all of the following conditions:

- the unit starts generating electricity two years after the adoption of the proposed Regulations or later, or the unit generated electricity before it is moved to a new facility after the adoption of the proposed Regulations or more than 50% of its capacity is installed after that date;
- the unit has a capacity of 25 MW or more;
- 33% or more of the potential electric output of the unit is sold or distributed to the grid;<sup>20</sup> and

<sup>18</sup> The proposed Regulations would cover all units that meet the criteria including those outside of utilities.

<sup>19</sup> A megawatt is a unit of power. For context, a lightbulb is often 100 W, so when it is turned on, it draws 100 W of power. One megawatt is equal to one million watts.

<sup>20</sup> The 33% threshold recognizes the important role of simple cycle turbines in meeting peak electricity demand and the integration of intermittent sources of renewable electricity generation.

d'électricité alimentée au charbon et la construction de nouvelles capacités de génération électrique alimentées au gaz naturel au Canada.

### Description

Le projet de règlement imposerait des normes de rendement (limites fondées sur l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub>) aux groupes nouveaux ou considérablement modifiés de production d'électricité à partir du gaz naturel, y compris les moteurs à combustion et les chaudières<sup>18</sup>. Les groupes considérablement modifiés comprennent les moteurs à combustion qui brûlent du gaz naturel, mis à niveau pour accroître leur capacité, et les groupes qui brûlaient du charbon, convertis pour brûler du gaz naturel afin de produire de l'électricité.

#### 1. Normes de rendement applicables aux groupes de moteurs à combustion nouveaux ou considérablement modifiés

Les normes de rendement applicables aux groupes de moteurs à combustion nouveaux ou considérablement modifiés comprenant un ou plusieurs moteurs à combustion d'une capacité supérieure à 150 mégawatts (MW)<sup>19</sup> seraient établies selon une moyenne annuelle et seraient de 420 t de CO<sub>2</sub> pour chaque gigawattheure d'électricité produite. Les normes de rendement applicables aux groupes de moteurs à combustion nouveaux ou considérablement modifiés comprenant des moteurs à combustion d'une capacité de 25 MW ou plus et de 150 MW ou moins seraient également établies selon une moyenne annuelle et seraient de 550 t de CO<sub>2</sub> pour chaque gigawattheure d'électricité produite.

Le projet de règlement s'appliquerait aux groupes de moteurs à combustion (y compris les turbines à gaz et les moteurs à pistons) qui remplissent les conditions suivantes :

- ils génèrent de l'électricité deux ans ou plus après l'entrée en vigueur du projet de règlement ou ils génèrent de l'électricité avant qu'ils ne soient déplacés à une nouvelle installation après l'entrée en vigueur du projet de règlement ou plus de 50 % de leur capacité est installée après cette date;
- ils ont une capacité d'au moins 25 MW;
- au moins 33 % de leur production potentielle d'électricité est vendue ou distribuée au réseau<sup>20</sup>;

<sup>18</sup> Le projet de règlement s'appliquerait à tous les groupes qui satisfont aux critères, y compris ceux à l'extérieur des services publics.

<sup>19</sup> Un mégawatt est une unité d'énergie. En guise de contexte, une ampoule est souvent de 100 W, de manière qu'elle consomme 100 W d'énergie lorsqu'elle est allumée. Un mégawatt est égal à un million de watts.

<sup>20</sup> Le seuil de 33 % reconnaît le rôle important des turbines à cycle simple à rencontrer la demande d'électricité en période de haute demande et l'intégration de sources intermittentes d'électricité renouvelables.

— more than 30% of the heat input<sup>21</sup> of the unit comes from the combustion of natural gas.

## 2. Performance standards for new natural gas boiler units

The performance standard for new natural gas boiler units would apply on an annual average basis and be 420 t of CO<sub>2</sub> for each gigawatt hour of energy produced. The proposed Regulations would apply to new natural gas boiler units that meet the following conditions:

- the unit generates electricity after the adoption of the proposed Regulations;
- the unit has a capacity of 25 MW or more;
- electricity generated by the unit is sold or distributed to the grid;
- more than 30% of the heat input<sup>22</sup> of the unit comes from the combustion of natural gas; and
- in the case of a cogeneration boiler unit, it has a heat-to-electricity ratio of 0.9 or less.<sup>23</sup>

## 3. Performance standards for coal boilers significantly modified to burn natural gas to generate electricity

The performance standard for coal boilers that cease using coal as a fuel<sup>24</sup> and continue operating using natural gas to generate electricity would not apply during a prescribed period. This approach differs from the approach for new and significantly modified combustion engines and from that for new natural gas boilers due to the uncertainty associated with the role of converted units in the future electrical generation system in Canada. Significantly modified coal boilers would be allowed to operate without meeting a performance standard for a period of time under certain conditions, after which they would have to

<sup>21</sup> Every fuel has a calorimetric heat value associated with it; when that value is multiplied by the flow rate of the said fuel, the calculation provides a heat input value (in gigajoules), i.e. heat provided by the fuel to the boiler that provides steam for power production.

<sup>22</sup> Every fuel has a calorimetric heat value associated with it; when that value is multiplied by the flow rate of the said fuel, the calculation provides a heat input value (in gigajoules), i.e. heat provided by the fuel to the boiler that provides steam for power production.

<sup>23</sup> Boiler-based units that have a heat-to-electricity ratio greater than 0.9 (produce nearly as much or more heat as electricity) would not be covered by the proposed Regulations, as their primary purpose is steam generation for cogeneration applications.

<sup>24</sup> Significantly modified coal-fired boilers currently registered under the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*.

— plus de 30 % de leur apport de chaleur<sup>21</sup> provient de la combustion de gaz naturel.

## 2. Normes de rendement applicables aux groupes de chaudières au gaz naturel nouveaux

Les normes de rendement applicables aux groupes de chaudières au gaz naturel nouveaux seraient établies selon une moyenne annuelle et seraient de 420 t de CO<sub>2</sub> pour chaque gigawattheure d'électricité produite. Le projet de règlement s'appliquerait aux groupes de chaudières au gaz naturel nouveaux qui remplissent les conditions suivantes :

- ils ont commencé à générer de l'électricité après l'entrée en vigueur du projet de règlement;
- ils ont une capacité d'au moins 25 MW;
- ils vendent ou distribuent de l'électricité au réseau;
- plus de 30 % de leur apport de chaleur<sup>22</sup> provient de la combustion de gaz naturel;
- ils doivent présenter un rapport chaleur-énergie inférieur ou égal à 0,9 dans le cas d'un groupe de chaudières à production combinée<sup>23</sup>.

## 3. Normes de rendement applicables aux chaudières alimentées au charbon considérablement modifiées afin d'être alimentées au gaz naturel pour générer de l'électricité

Les normes de rendement applicables aux chaudières alimentées au charbon qui cessent l'utilisation du charbon comme carburant<sup>24</sup> mais qui continuent d'opérer en utilisant le gaz naturel pour générer de l'électricité ne s'appliqueraient pas durant une période prescrite. Cette approche diffère de celle des moteurs à combustion nouveaux ou considérablement modifiés et de celle des nouvelles chaudières au gaz naturel à cause de l'incertitude liée au rôle des groupes convertis dans le futur système de génération d'électricité au Canada. À partir du moment où elles sont considérablement modifiées, les chaudières au charbon

<sup>21</sup> Tout carburant possède une valeur calorimétrique associée; lorsque cette valeur est multipliée par le débit du carburant, on obtient la valeur de l'apport de chaleur (en gigajoules) de ce carburant, c'est-à-dire la chaleur que ce carburant procure à la chaudière qui, à son tour, procure la vapeur pour la production d'énergie.

<sup>22</sup> Tout carburant possède une valeur calorimétrique associée; lorsque cette valeur est multipliée par le débit du carburant, on obtient la valeur de l'apport de chaleur (en gigajoules) de ce carburant, c'est-à-dire la chaleur que ce carburant procure à la chaudière qui, à son tour, procure la vapeur pour la production d'énergie.

<sup>23</sup> Les groupes de chaudières qui ont un ratio chaleur-électricité supérieur à 0,9 (produisant quasiment autant sinon plus de chaleur que l'électricité) ne seraient pas assujettis au projet de règlement puisque leur but primaire est la génération de vapeur pour des utilisations de cogénération.

<sup>24</sup> Chaudières au charbon considérablement modifiées actuellement enregistrées sous le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*.

meet a stringent performance standard. The timing for the application of the performance standard is based on the result of a performance test to be conducted once the unit stops burning coal. The performance test consists of a continuous test run, lasting at least two hours to determine the emission intensity (tonne of CO<sub>2</sub>/GWh) of the unit. The emission intensity determined from this test would need to be reported under the proposed Regulations. The emission intensity during the test would establish how many years the unit could operate without meeting a performance standard.

#### First annual performance test and associated years of operation

The CO<sub>2</sub> emission intensity of a coal-to-gas converted unit must meet the performance standard of 420 t of CO<sub>2</sub>/GWh of energy produced at the following moments:

- (i) starting the year which is after the unit's end of useful life, if the first annual performance test results in a CO<sub>2</sub> emissions intensity that is greater than 600 t of CO<sub>2</sub>/GWh;
- (ii) starting the year which is 5 years after the unit's end of useful life, if the first annual performance test results in a CO<sub>2</sub> emissions intensity that is less than or equal to 600 t of CO<sub>2</sub>/GWh but greater than 550 t of CO<sub>2</sub>/GWh;
- (iii) starting the year which is 8 years after the unit's end of useful life, if the first annual performance test results in a CO<sub>2</sub> emissions intensity that is less than or equal to 550 t of CO<sub>2</sub>/GWh but greater than 480 t of CO<sub>2</sub>/GWh; or
- (iv) starting the year which is 10 years after the unit's end of useful life, if the first annual performance test results in a CO<sub>2</sub> emissions intensity that is less than or equal to 480 t of CO<sub>2</sub>/GWh.

Annual performance tests would need to be conducted to determine the CO<sub>2</sub> emission intensity of a converted unit. The CO<sub>2</sub> emission intensity of the converted unit during these tests must not show a 2% or more increase in the emission intensity from the previous performance test.

The proposed Regulations would apply to converted units if they meet the conditions below:

- the unit has been registered under the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*;
- the unit ceased combusting coal and continues to generate electricity using natural gas as a fuel after the adoption of the proposed Regulations;

seraient autorisées à fonctionner un certain temps sous certaines conditions, après quoi elles devront être conformes à une norme de rendement rigoureuse. Le calendrier pour l'application des normes de rendement est basé sur le résultat de test de rendement effectué une fois que le groupe a cessé d'utiliser le charbon. Ce test de rendement consiste en un test en continu, durant au moins deux heures, qui permet de déterminer l'intensité des émissions (tonne de CO<sub>2</sub>/GWh) du groupe. L'intensité des émissions déterminée par ce test devra être déclarée conformément au projet de règlement. L'intensité des émissions déterminée par ce test serait utilisée pour établir le nombre d'années de fonctionnement hors-norme du groupe.

#### Premier test de rendement et années de fonctionnement associées

L'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> d'un groupe converti charbon-au-gaz doit respecter la limite de 420 t de CO<sub>2</sub>/GWh d'électricité produite aux moments suivants :

- (i) à compter de l'année suivant la fin de vie utile du groupe si les résultats du premier essai de rendement annuel donnent une intensité des émissions de CO<sub>2</sub> supérieure à 600 t de CO<sub>2</sub>/GWh;
- (ii) à compter de la cinquième année suivant la fin de vie utile du groupe si les résultats du premier essai de rendement annuel donnent une intensité des émissions de CO<sub>2</sub> inférieure ou égale à 600 t de CO<sub>2</sub>/GWh, mais supérieure à 550 t de CO<sub>2</sub>/GWh;
- (iii) à compter de la huitième année suivant la fin de vie utile du groupe si les résultats du premier essai de rendement annuel donnent une intensité des émissions de CO<sub>2</sub> inférieure ou égale à 550 t de CO<sub>2</sub>/GWh, mais supérieure à 480 t de CO<sub>2</sub>/GWh;
- (iv) à compter de la dixième année suivant la fin de vie utile du groupe, les résultats du premier essai de rendement annuel donnent une intensité des émissions de CO<sub>2</sub> inférieure ou égale à 480 t de CO<sub>2</sub>/GWh.

Des tests de rendement annuels devraient être effectués afin de déterminer l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> d'un groupe converti. L'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> d'un groupe converti, durant ces tests, ne doit dépasser de plus de 2 % l'intensité des émissions obtenue lors du test précédent.

Le projet de règlement s'appliquerait aux groupes convertis s'ils remplissent les conditions suivantes :

- ils ont été enregistrés conformément au *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon*;
- ils ont cessé d'utiliser le charbon et continuent de générer de l'électricité en utilisant le gaz naturel comme carburant après l'entrée en vigueur du projet de règlement;

- the unit has a capacity of 25 MW or more;
- electricity generated by the unit is sold or distributed to the grid;
- more than 30% of the heat input<sup>25</sup> of the unit comes from the combustion of natural gas; and
- in the case of a cogeneration boiler unit, it has a heat-to-electricity ratio of 0.9 or less.<sup>26</sup>

### Reporting obligations

Owners or operators would be required to submit annual reports for units to which the proposed Regulations apply. The proposed Regulations provide two methods to quantify CO<sub>2</sub> emissions: the Continuous Emission Monitoring System (CEMS)<sup>27</sup> and a fuel-based method.<sup>28</sup>

Owners or operators of converted units would also be required to submit annual performance test reports.

### Emergency circumstances

A provision has been included in the proposed Regulations to ensure grid reliability during emergency circumstances. Should a unit be required to operate to mitigate the consequences of an emergency disruption or in the event of a significant risk of disruption to the electricity supply, such a unit could apply for a temporary exemption from the performance standard because during that period, it may need to operate outside of its regular emission performance parameters. This temporary exemption allows units to which the proposed Regulations would apply to operate above the performance standard for the period of exemption.

- ils ont une capacité d'au moins 25 MW;
- ils vendent ou distribuent de l'électricité au réseau;
- plus de 30 % de leur apport de chaleur<sup>25</sup> provient de la combustion de gaz naturel;
- ils présentent un rapport chaleur-énergie inférieur ou égal à 0,9<sup>26</sup> dans le cas d'un groupe de chaudières de cogénération.

### Obligations de déclaration

Les propriétaires ou exploitants seraient tenus de présenter des rapports annuels pour les groupes assujettis au projet de règlement. Le projet de règlement fournit deux méthodes pour quantifier les émissions de CO<sub>2</sub> : le système de surveillance continue des émissions (SSCE)<sup>27</sup> et une méthode basée sur le carburant<sup>28</sup>.

Les propriétaires ou exploitants des groupes convertis seraient également tenus de présenter des rapports annuels sur les tests de performance.

### Situations d'urgence

Le projet de règlement comporte une disposition visant à garantir la fiabilité du réseau en situation d'urgence. Une demande d'exemption temporaire de la norme de rendement pourrait être présentée pour un groupe qui doit fonctionner pour atténuer les conséquences d'une interruption d'urgence ou d'un risque important d'interruption de l'approvisionnement en électricité, car, pendant cette période, le groupe pourrait devoir fonctionner en dehors de ses paramètres réguliers de rendement en matière d'émissions. Cette exemption temporaire permet aux groupes auxquels le projet de règlement proposé s'appliquerait de fonctionner au-delà de la norme de rendement pour la période d'exemption.

<sup>25</sup> Every fuel has a calorimetric heat value associated with it; when that value is multiplied by the flow rate of the said fuel, the calculation provides a heat input value (in gigajoules), i.e. heat provided by the fuel to the boiler that provides steam for power production.

<sup>26</sup> Boiler-based units that have a heat-to-electricity ratio greater than 0.9 (produce nearly as much or more heat as electricity) would not be covered by the proposed Regulations, as their primary purpose is steam generation for cogeneration applications.

<sup>27</sup> CEMS is a probe-based tool to measure industrial emissions of a given gas-based (exhaust gas) compound on a continuous basis.

<sup>28</sup> The "fuel-based method" requires sampling and measurements to be made in accordance with ASTM methodologies. For more information, please see <https://global.ihc.com/standards.cfm?publisher=ASTM&rid=Z56&mid=ASTM&gclid=CODZi9qEy9YCFUKewAod5IAI9w>.

<sup>25</sup> Tout carburant possède une valeur calorimétrique associée; lorsque cette valeur est multipliée par le débit du carburant, on obtient la valeur de l'apport de chaleur (en gigajoules) de ce carburant, c'est-à-dire la chaleur que ce carburant procure à la chaudière qui, à son tour, procure la vapeur pour la production d'énergie.

<sup>26</sup> Les groupes de chaudières qui ont un ratio chaleur-électricité supérieur à 0,9 (produisant quasiment autant sinon plus de chaleur que l'électricité) ne seraient pas assujettis au projet de règlement puisque leur but primaire est la génération de vapeur pour des utilisations de cogénération.

<sup>27</sup> Le SSCE est un outil de mesure d'émissions industrielles d'une substance gazeuse (gaz d'échappement) donnée sur une base continue.

<sup>28</sup> La méthode basée sur les carburants requiert que l'échantillonnage et la mesure soient faits conformément aux méthodologies d'ASTM. Pour plus de renseignements, veuillez consulter le site suivant : <https://global.ihc.com/standards.cfm?publisher=ASTM&rid=Z56&mid=ASTM&gclid=CODZi9qEy9YCFUKewAod5IAI9w> (en anglais seulement).

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

It is proposed to amend the *Regulations Designating Regulatory Provisions for the Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)* to list some provisions of the proposed *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity* and make the contravention of these provisions punishable by appropriate penalties.

*Summary of the proposed Regulations*

Application	Rationale
The proposed Regulations would not apply to natural gas-fired electricity units that are in use in Canada before the adoption of the proposed Regulations.	Avoids costs associated with retrofitting existing units to meet performance standards. However, based on analysis of seven large units and three small units in use in Canada, GHG emissions from these units meet or out-perform the requirements set in the proposed Regulations.
The proposed Regulations would not apply to natural gas-fired electricity combustion engines that start producing electricity after the adoption of the proposed Regulations and that sell or distribute less than 33% of their potential electric output to the grid.	Avoids costs associated with units that are not expected to be a major source of GHG emissions in Canada, while providing flexibility for operators to meet demands during peak hours.

Emission performance standards	Rationale
The proposed Regulations would align emission performance standards for new and significantly modified natural gas-fired units — combustion engines expected to sell or distribute 33% or more of their potential electric output to the grid and new boilers — with those of available efficient technologies.	Historical annual average emission intensity (tCO <sub>2</sub> /GWh) data on existing natural gas-fired electricity generation units, using efficient technologies, shows that the proposed emission standards can be met by new and significantly modified combustion engines.

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

Il est proposé que le *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* soit modifié pour inclure certaines dispositions du *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel* et de rendre les infractions de ces dispositions punissables de peines appropriées.

*Sommaire du projet de règlement*

Champs d'application	Justification
Le projet de règlement ne s'appliquerait pas aux groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel utilisés au Canada avant l'entrée en vigueur du projet de règlement.	Évite les coûts liés à la mise à niveau des groupes existants pour satisfaire aux normes de rendement. Toutefois, selon l'analyse de sept grands groupes et trois petits groupes utilisés au Canada, les émissions de GES de ces groupes respectent ou excèdent les exigences établies dans le projet de règlement.
Le projet de règlement ne s'appliquerait pas aux moteurs à combustion alimentés au gaz naturel qui ont une mise en service après l'entrée en vigueur du projet de règlement et qui vendent ou distribuent moins de 33 % de leur production d'électricité potentielle au réseau.	Évite les coûts liés aux groupes qui ne devraient pas constituer une source majeure d'émissions de GES au Canada, tout en offrant aux exploitants la marge de manœuvre nécessaire pour répondre aux demandes pendant les heures de pointe.

Paramètres des normes de performance	Justification
Le projet de règlement harmoniserait des normes de performance en matière d'émissions des moteurs à combustion nouveaux ou considérablement modifiés utilisant le gaz naturel, qui devraient vendre ou distribuer 33 % et plus de leur production d'électricité potentielle au réseau et des nouvelles chaudières, avec ceux des technologies efficaces disponibles.	Les données historiques sur l'intensité des émissions moyennes annuelles (tCO <sub>2</sub> /GWh) des groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel existants, utilisant des technologies efficaces, indiquent que les normes d'émissions proposées peuvent être respectées par les moteurs à combustion nouveaux ou considérablement modifiés.

Emission performance standards	Rationale
The proposed Regulations would require significantly modified boilers converted to burn natural gas to generate electricity to meet a performance standard after a prescribed period.	Converted units are expected to meet this requirement as the emission performance parameters were based on information provided by operators on the likely upgrades required to convert these units based on the current efficiency of affected coal boilers. <sup>29</sup>

Paramètres des normes de performance	Justification
Le projet de règlement requerrait que les émissions des chaudières considérablement modifiées converties pour brûler du gaz naturel pour produire de l'électricité de répondre aux normes de performance après une période de temps prescrite.	On s'attend à ce que les groupes convertis respectent cette exigence, car les paramètres de rendement des émissions ont été développés sur la base de renseignements fournis par les exploitants concernant les mises à niveau probablement nécessaires pour convertir ces groupes en fonction de l'efficacité actuelle des chaudières au charbon concernées <sup>29</sup> .

### “One-for-One” Rule

The proposed Regulations are expected to result in a minor increase in administrative burden; therefore, the proposal is considered an “IN” under the Rule. Following the Treasury Board’s standard costing model, and using a 7% discount rate, the expected annualized administrative cost to all business subject to the proposed Regulations is approximately \$10,907 (in 2012 Canadian dollars) and \$779 per business. These new costs would require equal and offsetting administrative cost reduction to existing regulations, and as these are new Regulations, the Department would also be required to repeal at least one existing regulations within two years.

#### One-time (upfront) costs

- The assumed wage rate for a chemical engineer or an employee with training in natural or applied science is \$42/hour, for administrative support staff, \$29/hour, and for senior managers, \$120/hour.<sup>30</sup>
- At each facility, a chemical engineer or an employee with training in natural or applied science would spend four hours to become familiar with the administrative requirements of the proposed Regulations in 2018, while senior management would spend one hour to do it.
- At each facility, a chemical engineer or an employee with training in natural or applied science would require 0.5 hours to produce the report for the initial emissions intensity test associated with coal-to-gas conversions.

### Règle du « un pour un »

On s'attend à ce que le projet de règlement entraîne une augmentation mineure du fardeau administratif, et c'est pourquoi il est considéré comme étant un projet relevant de cette règle. Selon le modèle standard d'établissement des coûts du Conseil du Trésor, et au moyen d'un taux d'actualisation de 7 %, les coûts administratifs annualisés prévus pour toutes les entreprises assujetties au projet de règlement sont d'environ 10 907 \$ (en dollars canadiens de 2012) et de 779 \$ par entreprise. Ces nouveaux coûts devront être compensés à valeur égale par une réduction des coûts administratifs relativement aux règlements existants, et comme il s'agit d'un nouveau règlement, le Ministère devra également abroger au moins un règlement existant dans un délai de deux ans.

#### Coûts initiaux ponctuels

- Le taux horaire prévu pour un ingénieur chimique ou un employé ayant une formation en sciences naturelles ou appliquées est de 42 \$ de l'heure, de 29 \$ de l'heure pour le personnel de soutien administratif et de 120 \$ de l'heure pour la haute direction<sup>30</sup>.
- À chaque installation, un ingénieur chimique ou un employé ayant une formation en sciences naturelles ou appliquées devra passer quatre heures à se familiariser avec les exigences administratives du projet de règlement en 2018, alors que la haute direction devra passer une heure à le faire.
- À chaque installation, un ingénieur chimique ou un employé ayant une formation en sciences naturelles ou appliquées devra passer une demi-heure à produire le rapport initial sur le test d'intensité des émissions associé à la conversion charbon-au-gaz.

<sup>29</sup> The Department discussed with industry the achievable level of the performance standards based on analysis of existing coal boilers in Canada and the United States.

<sup>30</sup> Wage rates from Statistics Canada Table 282-0070 of the Labour Force Survey estimates, wages of employees by type of work, National Occupational Classification for Statistics, sex and age group.

<sup>29</sup> Le Ministère a tenu des discussions avec l'industrie au sujet des niveaux de rendement réalisables en se basant sur une analyse des chaudières existantes au Canada et aux États-Unis.

<sup>30</sup> Taux de rémunération de Statistique Canada, tableau 282-0070 de l'Enquête sur la population active, estimations du salaire des employés selon le genre de travail, la Classification nationale des professions pour statistiques, le sexe et le groupe d'âge.

- At each facility, administrative support staff 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.

#### *Ongoing (annual) costs*

- At each facility, a chemical engineer or an employee with training in natural or applied science (with the same wage rate assumptions as above) would need, on an annual basis, an average of 23.25 hours to complete the administrative requirements associated with annual reporting. This includes data retrieval and entry, sampling and analysis, calculations of net thermal energy produced, CO<sub>2</sub> emission calculations, and other calculations.
- At each facility, a senior manager would be expected to spend two hours reviewing and approving the annual reports.
- Administrative support staff at each facility would spend one hour recording and filing the annual reports.

#### **Small business lens**

The small business lens does not apply to this proposal, as none of the businesses that would be covered by the proposed Regulations are small businesses. The proposed Regulations would therefore produce no costs for small businesses.

#### **Consultation**

Following the 2012 publication of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations* in the *Canada Gazette*, Part II, the Department began evaluating options to address GHG emissions from natural gas-fired electricity generation in Canada.

An initial regulatory design proposal was shared with the Canadian Electricity Association in 2013 to guide discussions. In 2013 and 2014, departmental officials solicited technical information from experts in the electricity sector to determine technological options to limit emissions from natural gas-fired electricity generation. Informal discussions were held with the Canadian Electricity Association, which represents Canadian electricity sector companies.

A series of refinements to the regulatory design proposal were made to address issues raised in consultations. For example, the date on which the proposed performance standards would begin to apply to combustion engines was modified to reflect the industry's need for sufficient

- À chaque installation, le personnel de soutien administratif devra passer en moyenne une demi-heure à enregistrer les renseignements de l'installation (tels que le nom, l'adresse et les coordonnées de la personne-ressource de l'installation et de ses représentants) avec le Ministère en 2018.

#### *Coûts annuels*

- À chaque installation, un ingénieur chimique ou un employé ayant une formation en sciences naturelles ou appliquées (rémunéré au taux horaire susmentionné) devra passer annuellement une moyenne de 23,25 heures à remplir toutes les exigences administratives associées au rapport annuel. Ce travail inclut l'extraction et l'entrée de données, les calculs de l'énergie thermique nette produite, les calculs d'émissions de CO<sub>2</sub> et d'autres calculs.
- À chaque installation, la haute direction devra consacrer deux heures à la revue et à l'approbation des rapports annuels.
- Le personnel de soutien administratif à chaque installation devra passer une heure à compléter et à enregistrer les rapports annuels.

#### **Lentille des petites entreprises**

La lentille des petites entreprises ne s'applique pas au projet de règlement puisqu'aucune des entreprises qui y seraient assujetties n'est une petite entreprise. Le projet de règlement n'entraînerait donc aucun coût pour les petites entreprises.

#### **Consultation**

À la suite de la publication en 2012 du *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, le Ministère commença une évaluation des options possibles pour limiter les émissions de GES de la production d'électricité à partir du gaz naturel au Canada.

En 2013, un projet de règlement initial a été présenté à l'Association canadienne de l'électricité pour orienter les discussions. En 2013 et en 2014, des représentants ministériels ont sollicité des renseignements techniques auprès d'experts du secteur de l'électricité afin de déterminer les options technologiques qui permettraient de limiter les émissions de la génération d'électricité alimentée au gaz naturel. Des discussions informelles ont eu lieu avec l'Association canadienne de l'électricité, qui représente les entreprises du secteur canadien de l'électricité.

Une série d'améliorations ont été apportées au projet de règlement pour tenir compte des questions soulevées pendant les consultations. Par exemple, la date d'entrée en vigueur des normes de rendement proposées applicables aux moteurs à combustion a été modifiée pour refléter la

lead time for planning and building new natural gas generation that would meet the regulated performance standards.

Following the technical discussions, the Department developed a proposal that was shared with a diverse range of industry stakeholders (i.e. electricity generators outside of the traditional electricity sector, equipment manufacturers) in 2014 and 2015. Industry members not represented by the Canadian Electricity Association were informed of the Department's intention to regulate natural gas-fired electricity generation and were invited to share initial feedback with the Department. Based on input received during these consultations, the proposal was adjusted slightly. For example, units operating as cogeneration units where both useful heat and electricity are produced are recognized for both the steam and electricity in their emission intensity calculation.

On November 21, 2016, the federal government announced that in order to support the transition away from coal towards cleaner sources of electricity generation, performance standards for natural gas-fired electricity would be developed. The Department held an information webinar with industry (specifically companies that currently own or operate natural gas-fired facilities, or had announced plans for natural gas-fired electricity), provincial governments, equipment manufacturers and non-governmental organizations to re-engage stakeholders and solicit early feedback. Comments were generally supportive for the proposed approach.

The *Notice of intent to develop greenhouse gas regulations for electricity generation in Canada* (the Notice) was published in the *Canada Gazette, Part I*, on December 17, 2016. Twenty-one comments were received during the Notice comment period. Comments were submitted by industry associations, organizations that generate electricity from natural gas or renewable sources, provinces, non-governmental organizations and others. Comments received sought additional detail or clarification about the proposed Regulations (e.g. regarding specific definitions), noted the importance of natural gas as a transitional fuel to a low carbon economy, proposed either reducing or increasing the performance standards' stringency levels, and proposed specific exemptions.

Some comments received expressed concern, while others expressed support for the relationship of the proposed Regulations with potential future pathways for achieving deep decarbonization in the electricity sector and/or related mechanisms (e.g. carbon pricing or renewable fuel standards).

nécessité d'un délai pour l'industrie pour planifier et établir une nouvelle production à partir du gaz naturel qui respecterait les normes de rendement réglementées.

À la suite de discussions techniques, le Ministère a élaboré un projet qu'il a présenté à un vaste éventail d'intervenants de l'industrie (c'est-à-dire les producteurs d'électricité à l'extérieur du secteur traditionnel de l'électricité et les fabricants d'équipement) en 2014 et en 2015. Les membres de l'industrie non représentés par l'Association canadienne de l'électricité ont été informés de l'intention du Ministère de réglementer la production d'électricité à partir du gaz naturel et ont été invités à soumettre leurs commentaires initiaux au Ministère. Le projet a été légèrement modifié à la suite des commentaires reçus pendant ces consultations, par exemple les groupes de cogénération, qui produisent à la fois de la chaleur utile et de l'électricité, sont crédités pour les deux dans le calcul de l'intensité de leurs émissions.

Le 21 novembre 2016, le gouvernement fédéral a annoncé qu'afin d'appuyer la transition du charbon à des sources de production d'électricité plus propre, des normes de rendement applicables à l'électricité produite à partir du gaz naturel seraient élaborées. Le Ministère a tenu un webinaire d'information avec l'industrie (plus précisément avec les entreprises qui possèdent ou exploitent actuellement des installations au gaz naturel ou qui ont annoncé des plans concernant la production d'électricité à partir du gaz naturel), les gouvernements provinciaux, les fabricants d'équipement et les organismes non gouvernementaux afin de mobiliser de nouveau les intervenants et de solliciter leurs commentaires initiaux. Les commentaires en général étaient favorables à l'approche proposée.

L'*Avis d'intention d'élaborer des règlements sur les gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité au Canada* (l'avis) a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 17 décembre 2016. Vingt et un commentaires ont été reçus durant la période de commentaires sur l'avis. Les commentaires ont été présentés par des associations de l'industrie, des organismes qui produisent de l'électricité à partir du gaz naturel ou de sources renouvelables, des provinces, des organismes non gouvernementaux et d'autres intervenants. Les commentaires concernaient l'obtention de détails supplémentaires ou de précisions concernant le projet de règlement (par exemple concernant certaines définitions), soulignaient l'importance du gaz naturel comme combustible de transition à une économie à faibles émissions de carbone, proposaient soit de réduire la rigueur des normes de rendement, soit de l'augmenter, et proposaient des exemptions précises.

Certains commentaires exprimaient des préoccupations, tandis que d'autres exprimaient leur appui au projet de règlement avec les voies potentielles futures permettant d'atteindre une décarbonisation profonde du secteur de l'électricité et avec des mécanismes connexes (tels que la tarification du carbone ou la norme sur les carburants renouvelables).

In early 2017, an informal technical working group was convened by the Department consisting of members from federal and provincial governments, system operators, industry, non-governmental organizations, and equipment manufacturers to facilitate a discussion of issues that would influence the design of the proposed Regulations. During the face-to-face meetings, members were encouraged to raise issues, present any data or analyses they had prepared, and provide conclusions and/or recommendations for the Department's consideration. Issues discussed included the definition of a new unit and significantly modified unit, units with significant variability in their operations, the small/large combustion engine threshold and performance standards for boiler units converted from coal to natural gas.

With respect to comments received following the publication of the Notice, the Department reconsidered the stringency of each of the performance standards and made adjustments, where there were sufficient new data to support the change. For example, in the Notice, a 101 MW combustion engine was initially considered to be large and therefore subject to a performance standard of 420 t/GWh. Under the revised approach, this unit would now be considered to be small and therefore subject to an average annual emissions intensity of 550 t/GWh. Another example is for coal-fired boilers converted to burn natural gas to generate electricity, which were initially subject to a 550 t/GWh average annual emissions intensity performance standard. Under the revised approach, such units would be required to undertake a performance test and, depending on the results, no ongoing emissions intensity performance standard would be required to be met for the specific number of years determined by the results of the performance test on these units. With respect to proposed specific exemptions and requests to "grandfather" existing/permitted/already purchased units, the proposed Regulations would not apply to existing units that do not undergo significant modifications. The proposed Regulations would not come into force until two years after publication in the *Canada Gazette*, Part II, giving sufficient time for purchased units with current permits to meet the performance standard.

As a result of these discussions and the presentation of new data during the technical group meetings held in early 2017, the Department modified some aspects of the proposal. For example, the small/large combustion engine threshold was adjusted upward to reflect the most recent data on combustion engine technologies currently available for sale. In addition, the threshold for heat input for natural gas, which defines coverage for the proposed Regulations, was raised from 10% to 30% to address issues raised for units' combusting biomass.

Au début de 2017, un groupe de travail technique informel a été formé par le Ministère et était composé de membres des gouvernements fédéral et provinciaux, d'exploitants de systèmes, de l'industrie, d'organismes non gouvernementaux et de fabricants d'équipement afin de faciliter la discussion sur des questions qui pourraient influencer la conception du projet de règlement. Pendant ces réunions en personne, les membres étaient encouragés à soulever des questions, à présenter les données et les analyses qu'ils avaient préparées, et à fournir des conclusions et/ou des recommandations pour examen par le Ministère. Les questions abordées englobaient la définition de nouveaux groupes et de groupes considérablement modifiés, de groupes dont les activités variaient considérablement, du seuil entre petits et gros moteurs à combustion ainsi que les normes de rendement applicables aux groupes de chaudières convertis du charbon au gaz naturel.

En rapport aux commentaires reçus à la suite de la publication de l'avis, le Ministère reconsidéra la rigueur de chacune des normes de rendement et fit des ajustements lorsque de nouvelles données suffisantes appuyaient ces changements. Par exemple, dans l'avis, un moteur de 101 MW était initialement considéré comme étant suffisamment puissant pour être assujéti à la norme de rendement de 420 t/GWh. Sous l'approche révisée, ce groupe est maintenant considéré comme un groupe de moindre puissance et est donc assujéti à une intensité annuelle moyenne de 550 t/GWh. Un autre exemple est le cas des chaudières alimentées au charbon converties au gaz naturel pour produire de l'électricité qui étaient initialement assujéties à la norme de rendement de 550 t/GWh et qui doivent maintenant, sous l'approche révisée, être soumises à un test de performance et, selon les résultats, peuvent n'être assujéties à aucune norme de performance annuelle pendant un nombre d'années prescrit. En rapport aux propositions spécifiques d'exemptions et de demandes d'exemption pour les groupes existants, ayant un permis ou ayant déjà été achetés, de jouir d'une clause de droits acquis, le projet de règlement ne s'appliquerait pas aux groupes considérablement modifiés. Le projet de règlement n'entrerait en vigueur que deux ans après sa publication dans la Partie II de la *Gazette du Canada*, donnant suffisamment de temps pour les groupes achetés au moyen des permis actuels de se conformer aux normes de rendement.

En raison des discussions et de la présentation de nouvelles données durant les réunions du groupe technique tenues au début de février 2017, le Ministère modifia certains aspects du projet. Par exemple, le seuil des petits et gros moteurs à combustion a été modifié à la hausse pour refléter des données plus récentes sur les technologies de moteur à combustion actuellement en vente. De plus, le seuil de l'apport de chaleur du gaz naturel, qui définit la couverture du projet de règlement, a été haussé de 10 % à 30 % afin de tenir compte des questions soulevées concernant les groupes brûlant de la biomasse.

For new units, the proposed Regulations for natural gas-fired electricity emission performance standards are aligned with that of currently available efficient technologies. The Government will monitor developments in the sector, and, on an as-needed basis, amend the regulations to keep pace with new technologies. This would keep our performance standards for new turbines evergreen without impacting existing turbines that were installed in compliance with the regulatory standards of the day.

### **Rationale**

In Canada, significant investment is expected in the electricity sector as it phases out the use of coal to generate electricity. Investment decisions to build electricity generation capacity are a complex process that involves analyses of several factors such as a forecast of energy/capacity demand and of market pricing/constraints. Other factors, such as lack of clarity of regulatory frameworks, could affect the sector in the future and influence investment decisions on how to replace coal-fired electricity generation capacity. As a result, the proposed Regulations would set GHG emission intensity limits for natural gas-fired electricity generation for new and significantly modified natural gas-fired electricity generation units in Canada. The proposed Regulations would ensure that new and converted natural gas-fired electricity units are subject to achievable performance standards and provide regulatory certainty on the level of stringency associated with such standards. This is expected to help ensure the transition to lower emitting electricity generation and is consistent with the Government's overall strategy to reduce GHG emissions.

### Impacts

#### *Canadians*

The proposed Regulations are not expected to have an impact on Canadians.

#### *Government of Canada*

Minor additional resources are anticipated to process annual emission reports as a result of the proposed Regulations. As affected units are expected to be compliant with the performance standards, no significant incremental costs associated with compliance promotion or enforcement activities are anticipated.

#### *Businesses*

The analysis assumes that operators would choose the most cost-effective option to replace coal-fired electricity

Pour les nouveaux groupes électriques, le projet de règlement sur les normes de rendement des émissions d'électricité produite au gaz naturel s'harmonise à celles des technologies efficaces actuellement disponibles. Le gouvernement surveillera l'évolution de la situation dans le secteur et, au besoin, modifiera la réglementation pour suivre le rythme des nouvelles technologies. Cela permettrait de renouveler nos normes de rendement pour les nouvelles turbines en évitant les répercussions sur les turbines existantes qui ont été installées en conformité avec les normes réglementaires de l'époque.

### **Justification**

Au Canada, on prévoit des investissements importants dans le secteur de l'électricité à mesure que celui-ci effectuera l'élimination graduelle du charbon dans la production d'électricité. Les décisions d'investissement visant à renforcer la capacité de production d'électricité constituent un processus complexe qui comporte l'analyse de plusieurs facteurs comme les prévisions de la demande d'énergie et de capacité, de la tarification et des contraintes du marché. D'autres facteurs, comme le manque de clarté des cadres réglementaires, pourraient affecter le secteur à l'avenir et influencer les décisions d'investissement concernant la façon de remplacer la capacité de production d'électricité alimentée au charbon. Ainsi, le projet de règlement imposerait des normes d'intensité des émissions de GES pour les groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel nouveaux ou considérablement modifiés au Canada. Le projet de règlement assurerait que les groupes d'électricité nouveaux et convertis au gaz naturel soient assujettis à des normes de performance réalisables et assurerait la clarté sur la rigueur associée à de telles normes. Cela devrait aider la transition vers une génération d'électricité à émissions plus faibles et est conforme avec la stratégie globale du gouvernement pour réduire les émissions de GES.

### Répercussions

#### *Canadiens*

Le projet de règlement ne devrait avoir aucune répercussion sur les Canadiens.

#### *Gouvernement du Canada*

Des ressources supplémentaires mineures sont prévues pour le traitement des rapports annuels sur les émissions. De plus, comme les groupes concernés devraient être conformes aux normes de rendement réglementées, aucun coût supplémentaire important, lié aux activités de promotion de la conformité ou d'application, n'est prévu.

#### *Entreprises*

L'analyse présume que les exploitants choisiront l'option la plus rentable économiquement pour remplacer la capacité

generation capacity in Canada. It is generally agreed that this would entail investment in new natural gas-fired electricity generation units, which use efficient technologies that minimize fuel consumption. Since natural gas-fired electricity generation emits about 40% to 50% less GHG emissions than coal-fired electricity generation, it also responds to changes in market structure and carbon pricing or carbon reducing policies that provinces have implemented, or plan to implement.

Operators choosing to build new natural gas-fired electricity generation units in Canada are not expected to be impacted by the proposed Regulations, as the performance emission standards align with the performance of those available efficient technologies, used for natural gas-fired electricity generation. Based on available information, operators in Canada have already adopted these technologies and are expected to continue to do so in the future.

For each calendar year that natural gas-fired electricity generation units are subject to the proposed Regulations, owners and operators of new combustion engines and boilers, as well as significantly modified combustion engines, would be required to submit a report on these units' average annual emissions. Similarly, for coal-to-gas conversion units, owners and operators would be required to submit annual performance test reports. To comply with the reporting of average annual emissions, the two methods to quantify emissions (i.e. CEMS and fuel-based) required by the proposed Regulations are not expected to have a significant impact on businesses. This is due to the alignment of these reporting requirements with those under the changes to the Greenhouse Gas Reporting Program (GHGRP), which are expected to come into force before the proposed Regulations. Incremental costs associated with annual performance test reports (a single test run, lasting at least two hours) for coal-to-gas conversions are also expected to be low. Regulatees would need to make and keep records of these reports for a period of seven years.

Based on available information provided by industry and generated by the Department, the proposed Regulations would set GHG emission intensity limits for natural gas-fired electricity generation in Canada and provide sought-after regulatory certainty for industry by setting achievable performance emission requirements associated with natural gas-fired electricity generation in Canada. This is expected to facilitate the planning and investment decision-making associated with choosing, as part of the overall strategy to phase out the use of coal to generate

de production d'électricité alimentée au charbon au Canada. En général, on convient que cette option entraînerait des investissements dans de nouveaux groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel qui utilisent des technologies efficaces minimisant la consommation de combustible. Comme la production d'électricité alimentée au gaz naturel émet environ de 40 à 50 % moins d'émissions de GES que la production d'électricité alimentée au charbon, elle aide également à respecter les politiques de tarification du carbone ou de réduction du carbone que les provinces ont mises en œuvre ou prévoient mettre en œuvre au Canada.

Les exploitants qui choisissent de nouveaux groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel au Canada ne devraient pas être touchés par le projet de règlement, car les normes de rendement en matière d'émissions sont alignées sur le rendement des technologies efficaces disponibles utilisées pour la production d'électricité alimentée au gaz naturel. Selon les renseignements accessibles, des exploitants au Canada ont déjà adopté ces technologies et devraient continuer de le faire à l'avenir.

Pour chaque année civile où les groupes de production d'électricité alimentés au gaz naturel sont assujettis à la réglementation, les propriétaires et opérateurs de nouveaux moteurs à combustion ou de nouvelles chaudières ainsi que ceux de moteurs à combustion considérablement modifiés seraient tenus de présenter un rapport annuel sur leurs émissions moyennes annuelles. De façon similaire, les propriétaires et opérateurs de groupes convertis charbon-au-gaz seraient tenus de présenter un rapport annuel de test de performance. Les deux méthodes pour quantifier ces émissions (c'est-à-dire le SSCE et la méthode axée sur le carburant) requises par le projet de règlement ne devraient pas avoir de répercussions significatives sur les entreprises. Ceci est attribuable à l'harmonisation de ces exigences de déclaration avec celles contenues dans les modifications apportées au Programme de déclaration de gaz à effet de serre (PDGES), qui devraient entrer en vigueur avant le projet de règlement. Les coûts additionnels associés aux rapports de test de performance annuel (un seul test durant au moins deux heures) pour les conversions charbon-au-gaz devraient être faibles. Les entités réglementées devraient avoir à générer et à conserver ces rapports pour une période de sept ans.

Basé sur l'information reçue de l'industrie ou générée par le Ministère, le projet de règlement établirait les limites d'intensité d'émissions de GES pour la production d'électricité alimentée au gaz naturel au Canada et amènerait une certitude réglementaire en établissant des normes de performance réalisables en matière d'émissions associées à la génération d'électricité alimentée au gaz naturel au Canada. Ceci devrait faciliter la planification et les prises de décisions d'investissement pour opter, comme partie intégrante d'une stratégie globale visant

electricity, to build natural gas-fired electricity generation capacity in Canada.

### *Strategic environmental assessment*

The proposed Regulations have been developed under the Pan-Canadian Framework for Clean Growth and Climate Change. A strategic environmental assessment (SEA) was completed for this framework in 2016. The SEA concluded that proposals under the framework will help reduce GHG emissions and are in line with the 2016–2019 Federal Sustainable Development Strategy. The proposed Regulations are an important part of the Strategy and align with the clean energy goals for Canadians to have access to affordable, reliable and sustainable energy.<sup>31</sup>

### **Implementation, enforcement and service standards**

Once the proposed Regulations come into force, the Department will develop and deliver implementation activities. This may include posting information on the Department's website, advising stakeholders of the final regulatory publication, responding to information or clarification requests, sending reminder letters (as appropriate).

#### *Enforcement*

Enforcement officers would, when verifying compliance with the proposed Regulations, apply the Compliance and Enforcement Policy (the Policy) for CEPA.<sup>32</sup> The 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.

To verify compliance, enforcement officers may conduct 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 regulatory requirements is identified, enforcement officers may carry out investigations.

l'élimination progressive de l'utilisation du charbon en vue de générer de l'électricité, pour la construction de capacité de production électrique alimentée au gaz naturel au Canada.

### *Évaluation environnementale stratégique*

Le projet de règlement a été développé sous le Cadre pan-canadien sur la croissance propre et les changements climatiques. Une évaluation environnementale stratégique (ÉES) a été complétée pour ce cadre en 2016. L'ÉES concluait que les propositions sous le cadre aideront à réduire les émissions de GES et sont en phase avec la Stratégie fédérale de développement durable de 2016-2019. Le projet de règlement est un aspect important de cette stratégie et est aligné sur les objectifs d'énergies propres pour que les Canadiens aient accès à de l'énergie abordable, fiable et durable<sup>31</sup>.

### **Mise en œuvre, application et normes de service**

Une fois le projet de règlement en vigueur, le Ministère organisera et mènera des activités de mise en œuvre. Ces activités pourraient inclure la publication d'information sur le site Web du Ministère, d'avis aux intervenants les notifiant de la publication définitive du règlement proposé, de réponses aux demandes d'information ou de précision ainsi que l'envoi de lettres de rappel (au besoin).

#### *Application*

En vérifiant la conformité avec le projet de règlement, les agents d'application appliqueraient la Politique d'observation et d'application (la Politique) de la LCPE<sup>32</sup>. La Politique établit l'éventail des réponses possibles aux infractions présumées, notamment des avertissements, des directives, des ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement, des contraventions, des arrêtés ministériels, des injonctions, des poursuites et d'autres mesures de protection de l'environnement (qui constituent des solutions de rechange aux poursuites en justice après le dépôt d'accusations concernant une infraction à la LCPE). De plus, la Politique explique les situations où le Ministère aurait recours à des poursuites intentées par la Couronne au civil pour le recouvrement de coûts.

Dans le but de vérifier la conformité, les agents d'application pourraient effectuer une inspection. Une inspection pourrait permettre de cerner une infraction présumée, et des infractions présumées pourraient également être identifiées par le personnel technique du Ministère, ou par l'entremise de plaintes reçues du public. Dans tous les cas où une infraction possible aux exigences

<sup>31</sup> For more information, please visit <http://www.fds-sfdd.ca/index.html#/en/detail/all/goal:G05>.

<sup>32</sup> The Department of the Environment's Compliance and Enforcement Policy is available at [www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=en&n=AF0C5063-1](http://www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=en&n=AF0C5063-1).

<sup>31</sup> Pour plus d'informations, veuillez consulter le site Web suivant : [http://www.fds-sfdd.ca/index.html#/en/detail/all/goal:G05\\_fr](http://www.fds-sfdd.ca/index.html#/en/detail/all/goal:G05_fr).

<sup>32</sup> La Politique d'observation et d'application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* du Ministère se trouve à l'adresse suivante : <http://www.ec.gc.ca/alef-ewe/default.asp?lang=Fr&n=AF0C5063-1>.

When, 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)*. These Regulations designate the regulatory provisions from CEPA regulations that refer to an increased fine regime following a conviction of an offence involving harm or risk of harm to the environment, or obstruction of authority.

## Contacts

Paola Mellow  
Director  
Electricity and Combustion Division  
Environment and Climate Change Canada  
351 Saint-Joseph Boulevard  
Gatineau, Quebec  
K1A 0H3  
Email: [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.ec@canada.ca)

Matthew Watkinson  
Director  
Regulatory Analysis and Valuation Division  
Environment and Climate Change Canada  
200 Sacré-Cœur Boulevard, 10th Floor  
Gatineau, Quebec  
K1A 0H3  
Email: [eccc.darv-ravd.eccc@canada.ca](mailto:eccc.darv-ravd.eccc@canada.ca)

réglementaires est cernée, des agents d'application pourraient mener des enquêtes.

Dans le cas où un agent d'application découvrirait, à la suite d'une inspection ou d'une enquête, une infraction présumée, il devrait choisir la mesure d'application appropriée en fonction des facteurs suivants :

- **Nature de l'infraction présumée :** ce facteur englobe la prise en considération des dommages, de l'intention du contrevenant présumé, du fait qu'il s'agisse ou non d'une infraction répétée et si une tentative a été faite pour dissimuler des renseignements ou encore renverser les objectifs et les exigences de la LCPE;
- **Efficacité dans l'atteinte du résultat voulu avec le contrevenant présumé :** le résultat voulu est la conformité dans le délai le plus court possible et sans que l'infraction soit répétée à l'avenir. Les facteurs à prendre en considération incluent l'historique de conformité avec la LCPE du contrevenant, la volonté de collaborer avec les agents d'application et la preuve que des mesures correctives ont déjà été prises;
- **Uniformité :** les agents d'application tiendraient compte de la façon dont des situations semblables ont été traitées pour déterminer les mesures à prendre dans l'application de la LCPE.

Le projet de règlement nécessiterait également 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)*. Ce règlement désigne les dispositions réglementaires des règlements découlant de la LCPE qui renvoient à un régime d'amendes accrues à la suite d'une déclaration de culpabilité pour une infraction comprenant des dommages ou un risque de dommages pour l'environnement, ou une entrave à l'exercice d'un pouvoir.

## Personnes-ressources

Paola Mellow  
Directrice  
Division de l'électricité et de la combustion  
Environnement et Changement climatique Canada  
351, boulevard Saint-Joseph  
Gatineau (Québec)  
K1A 0H3  
Courriel : [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.ec@canada.ca)

Matthew Watkinson  
Directeur  
Division de l'analyse réglementaire et de l'évaluation  
Environnement et Changement climatique Canada  
200, boulevard Sacré-Cœur, 10<sup>e</sup> étage  
Gatineau (Québec)  
K1A 0H3  
Courriel : [eccc.darv-ravd.eccc@canada.ca](mailto:eccc.darv-ravd.eccc@canada.ca)

**PROPOSED REGULATORY TEXT**

Notice is given, pursuant to subsection 332(1)<sup>a</sup> of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>b</sup>, that the Governor in Council, pursuant to subsections 93(1) and 330(3.2)<sup>c</sup> of that Act, proposes to make the annexed *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity*.

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 the Electricity and Combustion Division, Energy and Transportation Directorate, Department of the Environment, 351 Saint-Joseph Boulevard, 11th Floor, Gatineau, Quebec K1A 0H3 (fax: 819-938-4254; email: [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.ec@canada.ca)).

Any 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, January 10, 2018

Jurica Čapkun  
Assistant Clerk of the Privy Council

**Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity**

## Overview

### Purpose

**1** These Regulations establish a regime for limiting carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions that result from the generation of electricity by means of thermal energy from the combustion of natural gas, whether in conjunction with other fuels, except coal, or not.

<sup>a</sup> S.C. 2004, c. 15, s. 31

<sup>b</sup> S.C. 1999, c. 33

<sup>c</sup> S.C. 2008, c. 31, s. 5

**PROJET DE RÉGLEMENTATION**

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)<sup>a</sup> de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>b</sup>, que la gouverneure en conseil, en vertu des paragraphes 93(1) et 330(3.2)<sup>c</sup> de cette loi, se propose de prendre le *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel*, 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 la Division de l'électricité et de la combustion, Direction de l'énergie et des transports, ministère de l'Environnement, 351, boulevard Saint-Joseph, 11<sup>e</sup> étage, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (télé. : 819-938-4254; courriel : [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.ec@canada.ca)).

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

Ottawa, le 10 janvier 2018

Le greffier adjoint du Conseil privé  
Jurica Čapkun

**Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel**

## Aperçu

### Objet

**1** Le présent règlement établit un régime visant à limiter les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) provenant de la production d'électricité à partir d'énergie thermique provenant de la combustion de gaz naturel seul ou avec d'autres combustibles, sauf le charbon.

<sup>a</sup> L.C. 2004, ch. 15, art. 31

<sup>b</sup> L.C. 1999, ch. 33

<sup>c</sup> L.C. 2008, ch. 31, art. 5

## Interpretation

### Definitions

**2 (1)** The following definitions apply in these Regulations.

**Act** means the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*Loi*)

**API** means the American Petroleum Institute. (*API*)

**ASTM** means ASTM International, formerly known as the American Society for Testing and Materials. (*ASTM*)

**auditor** means a person who

(a) is independent of the responsible person that is to be audited; and

(b) has knowledge of and has experience with respect to

(i) the certification, operation and relative accuracy test audit of continuous emission monitoring systems, and

(ii) quality assurance and quality control procedures in relation to those systems. (*vérificateur*)

**authorized official** means

(a) in respect of a responsible person that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf;

(b) in respect of a responsible person that is an individual, that individual or an individual who is authorized to act on that individual's behalf; and

(c) in respect of a responsible person that is another entity, a person authorized to act on that other entity's behalf. (*agent autorisé*)

**biomass** means a fuel that consists only of non-fossilized, biodegradable organic material that originates from plants or animals but does not originate from a geological formation, and includes gases and liquids that are recovered from the decomposition of organic waste. (*biomasse*)

**boiler unit** means a unit that consists of at least one boiler but does not have a combustion engine. (*groupe à chaudière*)

**capacity** means

(a) in the case of a unit, the net electric power (the maximum gross electric power of the unit minus the electric power used to operate the unit) that can be

## Définitions et interprétation

### Définitions

**2 (1)** Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

#### **agent autorisé**

a) Dans le cas où la personne responsable est une personne morale, celui de ses dirigeants autorisé à agir en son nom;

b) dans le cas où elle est une personne physique, celle-ci ou la personne qui est autorisée à agir en son nom;

c) dans le cas où elle est une autre entité, la personne autorisée à agir en son nom. (*authorized official*)

**API** L'American Petroleum Institute. (*API*)

**ASTM** L'ASTM International, auparavant connue sous le nom de American Society for Testing and Materials. (*ASTM*)

**biomasse** Combustible qui est constitué uniquement de matières organiques biodégradables non fossilisées d'origine végétale ou animale et qui ne provient pas d'une formation géologique. La biomasse comprend les gaz et les liquides récupérés de la décomposition des déchets organiques. (*biomass*)

#### **capacité**

a) S'agissant d'un groupe, la puissance électrique nette (égale à la puissance électrique maximale brute du groupe moins la puissance électrique utilisée pour faire fonctionner ce groupe) pouvant être fournie de façon continue par le groupe sans l'utilisation de brûleurs de conduit, exprimée en MW;

b) s'agissant d'un moteur à combustion, la puissance électrique maximale brute pouvant être fournie de façon continue par le moteur lorsqu'il est raccordé à un générateur, exprimée en MW. (*capacity*)

**combustible fossile** Combustible autre que la biomasse. (*fossil fuel*)

**conditions normales** Température de 15 °C et pression de 101,325 kPa. (*standard conditions*)

**énergie thermique utile** Énergie, sous forme de vapeur ou d'eau chaude, destinée à être utilisée à une fin, autre que la production d'électricité, qui, n'était l'utilisation de cette vapeur ou de cette eau chaude, nécessiterait la consommation d'énergie (sous forme de combustible ou d'électricité). (*useful thermal energy*)

sustained by the unit without the use of duct burners, expressed in MW; and

**(b)** in the case of a combustion engine, the maximum gross electric power that can be sustained by the engine when it is connected to a generator, expressed in MW. (*capacité*)

**combustion engine** means an engine, other than an engine that is self-propelled or designed to be propelled while performing its function, that

**(a)** operates according to the Brayton thermodynamic cycle and combusts natural gas to produce a net amount of motive power; or

**(b)** combusts natural gas and uses reciprocating motion to convert thermal energy into mechanical work. (*moteur à combustion*)

**combustion engine unit** means a unit that consists of at least one combustion engine and, if applicable, a heat recovery system, but does not have a boiler. (*groupe à moteur à combustion*)

**continuous emission monitoring system** or **CEMS** means equipment for the sampling, conditioning and analyzing of emissions from a given source and the recording of data related to those emissions. (*système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions* ou *SMECE*)

**facility** means all buildings, other structures and equipment, whether the equipment is stationary or not, that are located on a single site or adjacent sites and that are operated as a single integrated site. (*installation*)

**fossil fuel** means a fuel other than biomass. (*combustible fossile*)

**heat recovery system** means equipment, other than a boiler, that extracts heat from a combustion engine's exhaust gases in order to generate steam or hot water. (*système de récupération de la chaleur*)

**heat to electricity ratio** means, in respect of a unit, the total useful thermal energy production in a calendar year, expressed in GWh, divided by the total gross electricity generation in that calendar year, expressed in GWh. (*rapport chaleur-électricité*)

**natural gas** means a mixture of hydrocarbons — such as methane, ethane or propane — that is in a gaseous state at standard conditions and that is composed of at least 70% methane by volume or that has a higher heating value that is not less than 35 MJ/standard m<sup>3</sup> and not more than 41 MJ/standard m<sup>3</sup>. It excludes landfill gas, digester gas, refinery gas, sour gas, blast furnace gas, producer gas, coke oven gas, gas derived from petroleum coke or coal — including synthetic gas — or any gaseous fuel produced in

**exploitant** Personne ayant toute autorité sur un groupe. (*operator*)

**gaz naturel** Mélange d'hydrocarbures — tels que le méthane, l'éthane ou le propane — composé d'au moins 70 % de méthane par volume ou ayant un pouvoir calorifique supérieur d'au moins 35 MJ/m<sup>3</sup> normalisés et d'au plus 41 MJ/m<sup>3</sup> normalisés et qui est à l'état gazeux dans des conditions normales. Sont exclus les gaz d'enfouissement, gaz de digesteur, gaz de raffineries, gaz sulfureux, gaz de haut fourneau, gaz de gazéification, gaz de cokerie, gaz dérivés du coke de pétrole ou du charbon — y compris les gaz de synthèse — et les combustibles gazeux produits selon un procédé pouvant entraîner la formation d'un contenu en soufre ou d'un pouvoir calorifique très variables. (*natural gas*)

**groupe** Ensemble constitué des chaudières ou moteurs à combustion ainsi que de tout autre équipement raccordé à ceux-ci — notamment les brûleurs de conduit ou autres dispositifs de combustion, systèmes de récupération de la chaleur, turbines à vapeur, générateurs et dispositifs de contrôle des émissions —, qui produit de l'électricité et, le cas échéant, de l'énergie thermique utile par suite de la combustion de gaz naturel. (*unit*)

**groupe à chaudière** Groupe qui comporte au moins une chaudière, mais aucun moteur à combustion. (*boiler unit*)

**groupe à moteur à combustion** Groupe qui comporte au moins un moteur à combustion et, le cas échéant, un système de récupération de la chaleur, mais aucune chaudière. (*combustion engine unit*)

**installation** Tous les bâtiments, autres structures et équipements fixes ou mobiles, situés sur un site unique ou sur des sites adjacents qui sont exploités comme un site intégré unique. (*facility*)

**Loi** La Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999). (*Act*)

**m<sup>3</sup> normalisé** S'entend du volume en mètres cubes dans des conditions normales. (*standard m<sup>3</sup>*)

**Méthode de référence** Le document publié par le ministère de l'Environnement intitulé *Méthode de référence pour le contrôle à la source : quantification des émissions de dioxyde de carbone des centrales thermiques par un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions*, daté de juin 2012. (*Reference Method*)

**moteur à combustion** Tout moteur, à l'exception du moteur autopropulsé et du moteur conçu pour être propulsé tout en accomplissant sa fonction :

**a)** soit qui fonctionne selon le cycle thermodynamique de Brayton et qui brûle du gaz naturel en vue de la production d'une quantité nette de force motrice;

a process that might result in highly variable sulphur content or heating value. (*gaz naturel*)

**operator** means a person who has the charge, management or control of a unit. (*exploitant*)

**performance test verifier** means a person who

(a) is independent of the responsible person for which the performance test is being conducted; and

(b) has knowledge of and has experience with respect to performance testing of boiler units. (*vérificateur de l'essai de rendement*)

**potential electrical output** means the quantity of electricity that would be generated by a unit in a calendar year if the unit were to operate at capacity at all times during that calendar year. (*production potentielle d'électricité*)

**Reference Method** means the document entitled *Reference Method for Source Testing: Quantification of Carbon Dioxide Releases by Continuous Emission Monitoring Systems from Thermal Power Generation*, June 2012, published by the Department of the Environment. (*Méthode de référence*)

**responsible person** means an owner or operator of a unit. (*personne responsable*)

**standard conditions** means a temperature of 15°C and a pressure of 101.325 kPa. (*conditions normales*)

**standard m<sup>3</sup>** means a volume expressed in cubic metres — at standard conditions. (*m<sup>3</sup> normalisé*)

**unit** means an assembly comprised of a boiler or combustion engine and any other equipment that is physically connected to either, including duct burners and other combustion devices, heat recovery systems, steam turbines, generators and emission control devices and that operate together to generate electricity and, if applicable, produce useful thermal energy, from the combustion of natural gas. (*groupe*)

**useful life**, in respect of a boiler unit referred to in subsection 3(4), has the same meaning as in subsection 2(1) of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*. (*vie utile*)

**useful thermal energy** means energy in the form of steam or hot water that is destined for a use — other than the generation of electricity — that would have required the consumption of energy in the form of fuel or electricity had that steam or hot water not been used. (*énergie thermique utile*)

(b) soit qui brûle du gaz naturel et qui utilise un mouvement alternatif en vue de la conversion d'énergie thermique en travail mécanique. (*combustion engine*)

**personne responsable** Le propriétaire ou l'exploitant d'un groupe. (*responsible person*)

**production potentielle d'électricité** Quantité d'électricité qui serait produite par un groupe au cours d'une année civile s'il était exploité à sa capacité en tout temps au cours de cette année civile. (*potential electrical output*)

**rapport chaleur-électricité** S'agissant d'un groupe, la production totale d'énergie thermique utile pour une année civile, exprimée en GWh, divisée par la production brute totale d'électricité pour cette année civile, exprimée en GWh. (*heat to electricity ratio*)

**système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions** ou **SMECE** Équipement destiné à l'échantillonnage, au conditionnement et à l'analyse d'émissions provenant d'une source donnée, ainsi qu'à l'enregistrement de données concernant ces émissions. (*continuous emission monitoring system* or *CEMS*)

**système de récupération de la chaleur** Équipement, autre qu'une chaudière, qui extrait la chaleur provenant des gaz d'échappement d'un moteur à combustion en vue de la production de vapeur ou d'eau chaude. (*heat recovery system*)

**vérificateur** Personne qui, à la fois :

(a) est indépendante de la personne responsable qui fait l'objet de la vérification;

(b) possède des connaissances et de l'expérience en ce qui touche :

(i) la certification, l'exploitation et la vérification de l'exactitude relative des systèmes de mesure et d'enregistrement en continu des émissions,

(ii) les procédures d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité de ces systèmes. (*auditor*)

**vérificateur de l'essai de rendement** Personne qui, à la fois :

(a) est indépendante de la personne responsable pour laquelle l'essai de rendement est effectué;

(b) possède des connaissances et de l'expérience en ce qui touche la réalisation de ce type d'essai sur des groupes à chaudière. (*performance test verifier*)

**vie utile** S'agissant du groupe à chaudière visé au paragraphe 3(4), s'entend au sens du paragraphe 2(1) du *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de*

*carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon.  
(useful life)*

### **Interpretation of documents incorporated by reference**

**(2)** For the purposes of interpreting documents that are incorporated by reference into these Regulations, “should” must be read to mean “must” and any recommendation or suggestion must be read as an obligation.

### **Standards incorporated by reference**

**(3)** Any standard of the ASTM, Gas Processors Association or the API that is incorporated by reference into these Regulations is incorporated as amended from time to time.

## **Application**

### **New generation of electricity – boiler units**

**3 (1)** These Regulations apply to any boiler unit that has a capacity of 25 MW or more, that begins generating electricity on or after the day on which these Regulations come into force, beginning on January 1 of the calendar year during which it meets the following conditions:

- (a)** more than 30% of its heat input, on average, during the calendar year, comes from the combustion of natural gas;
- (b)** its heat to electricity ratio is not more than 0.9; and
- (c)** a quantity of the electricity that it generates is sold or distributed to the electric grid.

### **New generation of electricity – combustion engine units**

**(2)** These Regulations apply to any combustion engine unit that has a capacity of 25 MW or more, that begins generating electricity on or after the day on which these Regulations come into force, beginning on January 1 of the calendar year during which it meets the following conditions:

- (a)** more than 30% of its heat input, on average, during the calendar year, comes from the combustion of natural gas; and
- (b)** 33% or more of its potential electrical output is sold or distributed to the electric grid, however the quantity of electricity sold or distributed to the electric grid coming from combustion engines, temporarily installed for a period of not more than 90 days, as part of repairs or maintenance is not to be taken into account.

### **Interprétation des documents incorporés par renvoi**

**(2)** Pour l'interprétation des documents incorporés par renvoi dans le présent règlement, toute mention de « should » ainsi que les recommandations et suggestions expriment une obligation.

### **Normes incorporées par renvoi**

**(3)** Dans le présent règlement, tout renvoi à une norme de l'ASTM, de la Gas Processors Association ou de l'API s'entend de sa version éventuellement modifiée.

## **Champ d'application**

### **Nouvelle production d'électricité – groupe à chaudière**

**3 (1)** Le présent règlement s'applique aux groupes à chaudière qui ont une capacité d'au moins 25 MW et qui commencent à produire de l'électricité à la date d'entrée en vigueur du présent règlement ou à une date ultérieure à compter du 1<sup>er</sup> janvier de l'année civile au cours de laquelle ils remplissent les conditions suivantes :

- a)** plus de 30 %, en moyenne au cours de l'année civile, de leur apport de chaleur provient de la combustion de gaz naturel;
- b)** leur rapport chaleur-électricité est d'au plus 0,9;
- c)** une quantité d'électricité qu'ils produisent est vendue ou distribuée au réseau électrique.

### **Nouvelle production d'électricité – groupe à moteur à combustion**

**(2)** Le présent règlement s'applique aux groupes à moteur à combustion qui ont une capacité d'au moins 25 MW et qui commencent à produire de l'électricité à la date d'entrée en vigueur du présent règlement ou à une date ultérieure à compter du 1<sup>er</sup> janvier de l'année civile au cours de laquelle ils remplissent les conditions suivantes :

- a)** plus de 30 %, en moyenne au cours de l'année civile, de leur apport de chaleur provient de la combustion de gaz naturel;
- b)** au moins 33 % de leur production potentielle d'électricité est vendue ou distribuée au réseau électrique, abstraction faite de la quantité d'électricité vendue ou distribuée au réseau électrique qui provient de moteurs à combustion installés de façon temporaire, pour une période d'au plus quatre-vingt-dix jours, dans le cadre de travaux de réparation ou d'entretien.

**Existing generation of electricity**

**(3)** These Regulations also apply to any unit referred to in subsection (1) or (2) that generated electricity at a facility before the day on which these Regulations come into force and

**(a)** was moved to another facility on or after that day; or

**(b)** is a combustion engine unit, for which more than 50% of the total capacity of the combustion engines comes from combustion engines installed on or after the day on which these Regulations come into force, unless they are engines, with a capacity of 150 MW or less, installed to replace engines, with a capacity of 150 MW or less, as part of repair or maintenance.

**Significantly modified — conversion to natural gas**

**(4)** These Regulations also apply to any boiler unit referred to in subsection (1) that was registered under subsection 4(1) of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, and that generated electricity before the day on which these Regulations are registered, beginning in the calendar year following that in which the unit ceases to combust coal.

**Hybrid configuration**

**(5)** If a combustion engine unit and a boiler unit share the same steam turbine, these Regulations apply

**(a)** in the case of a combustion engine unit, to the assembly comprised of combustion engines and any other equipment connected to them including the steam turbine that it shares with the boiler unit, and

**(b)** in the case of a boiler unit, to the assembly comprised of boilers and any other equipment connected to them including the steam turbine that it shares with the combustion engine unit.

**Non-application**

**(6)** These Regulations do not apply to units with respect to a calendar year in which they generate electricity and, if applicable, produce useful thermal energy from the combustion of *coal* as defined in subsection 2(1) of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*.

**Production d'électricité existante**

**(3)** Le présent règlement s'applique également à tout groupe visé aux paragraphes (1) et (2) qui produisait de l'électricité à une installation avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement et qui :

**a)** soit a été déplacé à une autre installation à la date d'entrée en vigueur ou à une date ultérieure;

**b)** soit est un groupe à moteur à combustion dont plus de 50 % de la capacité totale des moteurs à combustion provient de moteurs à combustion installés à la date de l'entrée en vigueur du présent règlement ou à une date ultérieure, à moins que ces derniers aient une capacité de 150 MW ou moins et soient installés en remplacement de moteurs d'une capacité de 150 MW ou moins dans le cadre de travaux de réparation ou d'entretien.

**Modification majeure — conversion au gaz naturel**

**(4)** Le présent règlement s'applique également au groupe à chaudière visé au paragraphe (1) qui était enregistré conformément au paragraphe 4(1) du *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon* et qui produisait de l'électricité avant la date d'enregistrement du présent règlement et ce, à compter de l'année civile qui suit celle au cours de laquelle il cesse de brûler du charbon.

**Configuration hybride**

**(5)** Si un groupe à moteurs à combustion et un groupe à chaudière partagent une même turbine à vapeur, les dispositions du présent règlement s'appliquent de la façon suivante :

**a)** celles s'appliquant à un groupe à moteur à combustion s'appliquent à l'ensemble constitué des moteurs à combustion et de tout autre équipement raccordé à ces moteurs, y compris la turbine à vapeur partagée avec le groupe à chaudière;

**b)** celles s'appliquant à un groupe à chaudière s'appliquent à l'ensemble constitué des chaudières et de tout autre équipement raccordé à ces chaudières, y compris la turbine à vapeur partagée avec le groupe à moteur à combustion.

**Non-application**

**(6)** Le présent règlement ne s'applique pas aux groupes à l'égard de l'année civile au cours de laquelle ces groupes produisent de l'électricité et, le cas échéant, de l'énergie thermique utile, à partir de la combustion de *charbon* au sens du paragraphe 2(1) du *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*.

## Requirements

### Emission Intensity Limits

#### General

**4 (1)** A responsible person for a unit must not emit from the unit an amount of CO<sub>2</sub> that is, during a calendar year, on average, greater than any of the following intensity limits, as applicable:

(a) 420 tonnes of CO<sub>2</sub> emissions/GWh of energy produced

(i) in the case of boiler units, other than those referred to in subsection 3(4); and

(ii) in the case of combustion engine units that are equipped with at least one combustion engine that has a capacity of more than 150 MW; and

(b) 550 tonnes of CO<sub>2</sub> emissions/GWh of energy produced in the case of combustion engine units that are equipped only with combustion engines that have a capacity of 150 MW or less.

#### Significantly modified boiler units

**(2)** A responsible person for a boiler unit referred to in subsection 3(4) must not emit from the boiler unit an amount of CO<sub>2</sub> that is, during a calendar year, on average, greater than 420 tonnes of CO<sub>2</sub> emissions/GWh of energy produced, as applicable, starting the

(a) year after the unit's end of useful life, if the initial performance test conducted under subsection 5(1) indicates a CO<sub>2</sub> emissions intensity greater than 600 t/GWh, ;

(b) sixth year after the unit's end of useful life, if the initial performance test conducted under subsection 5(1) indicates a CO<sub>2</sub> emissions intensity greater than 550 t/GWh and less than or equal to 600 t/GWh;

(c) ninth year after the unit's end of useful life, if the initial performance test conducted under subsection 5(1) indicates a CO<sub>2</sub> emissions intensity greater than 480 t/GWh and less than or equal to 550 t/GWh; or

(d) eleventh year after the unit's end of useful life, if the initial performance test conducted under subsection 5(1) results in a CO<sub>2</sub> emissions intensity less than or equal to 480 t/GWh.

## Obligations

### Limites d'intensité des émissions

#### Disposition générale

**4 (1)** Il est interdit à la personne responsable d'un groupe ci-après de rejeter à partir du groupe une quantité de CO<sub>2</sub> qui est, en moyenne au cours d'une année civile, supérieure :

a) à 420 tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub>/GWh d'énergie produite :

(i) dans le cas d'un groupe à chaudière, autre qu'un groupe à chaudière qui n'est pas visé au paragraphe 3(4),

(ii) dans le cas d'un groupe à moteur à combustion doté d'au moins un moteur à combustion dont la capacité est de plus de 150 MW;

b) à 550 tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub>/GWh d'énergie produite, dans le cas d'un groupe à moteur à combustion doté uniquement de moteurs à combustion dont la capacité est d'au plus 150 MW.

#### Groupe à chaudière ayant subi une modification majeure

**(2)** Il est interdit à la personne responsable du groupe à chaudière visé au paragraphe 3(4) de rejeter à partir du groupe une quantité de CO<sub>2</sub> qui est, en moyenne au cours d'une année civile, supérieure à 420 tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub>/GWh d'énergie produite, à compter :

a) de l'année suivant la fin de vie utile du groupe, si l'essai initial de rendement effectué aux termes du paragraphe 5(1) indique une intensité d'émissions de CO<sub>2</sub> supérieure à 600 t/GWh;

b) de la sixième année suivant la fin de vie utile du groupe, si l'essai initial de rendement effectué aux termes du paragraphe 5(1) indique une intensité d'émissions de CO<sub>2</sub> supérieure à 550 t/GWh et inférieure ou égale à 600 t/GWh;

c) de la neuvième année suivant la fin de vie utile du groupe, si l'essai initial de rendement effectué aux termes du paragraphe 5(1) indique une intensité d'émissions de CO<sub>2</sub> supérieure à 480 t/GWh et inférieure ou égale à 550 t/GWh;

d) de la onzième année suivant la fin de vie utile du groupe, si l'essai initial de rendement effectué aux termes du paragraphe 5(1) indique une intensité d'émissions de CO<sub>2</sub> inférieure ou égale à 480 t/GWh.

**Quantification of energy and emissions**

**(3)** For the purposes of subsections (1) and (2),

**(a)** the quantity of energy produced in the calendar year must be determined in accordance with section 11; and

**(b)** the quantity of CO<sub>2</sub> emissions produced in the calendar year must be determined in accordance with sections 12 to 18, as applicable.

**Special Rules**

**(4)** For the purposes of subsection (3), if, in the calendar year, one of the combustion engines of the unit is repaired or maintained and one or more replacement combustion engines are temporarily installed, the quantity of energy and CO<sub>2</sub> emissions produced during the replacement period, to a maximum of 90 days per calendar year, are excluded from the calculation referred to in that paragraph.

**Exception — boiler unit**

**(5)** Despite subsection (1), a boiler unit that, in a calendar year, does not meet one of the conditions set out in subsection 3(1), is not subject to the emission intensity limit for that calendar year.

**Exception — combustion engine**

**(6)** Despite subsection (1), a combustion engine unit that, in a calendar year, does not meet one of the conditions set out in subsection 3(2), is not subject to the emission intensity limit for that calendar year.

**Partial year application**

**(7)** For greater certainty, if subsection (1) applies in respect of a unit for only part of a calendar year, that part is considered to be the full calendar year.

**Performance Tests — Significantly modified boiler units****Initial performance test**

**5 (1)** An initial performance test must be conducted in the presence of the performance test verifier and in accordance with subsection (4) to determine the CO<sub>2</sub> emission intensity for a boiler unit referred to in subsection 3(4) within 12 months following

**(a)** in the case of a unit that has ceased to combust coal before the day on which these Regulations come into force, the day on which they come into force; or

**Quantification de l'énergie et des émissions**

**(3)** Pour l'application des paragraphes (1) et (2) :

**a)** la quantité d'énergie produite au cours de l'année civile est calculée conformément à l'article 11;

**b)** la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> produite au cours de l'année civile est calculée conformément à celui des articles 12 à 18 qui s'applique.

**Règles particulières**

**(4)** Pour l'application du paragraphe (3), dans le cas où, au cours de l'année civile, l'un des moteurs à combustion du groupe fait l'objet de travaux de réparation ou d'entretien et un ou plusieurs moteurs à combustion de remplacement sont installés temporairement, la quantité d'énergie produite et la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> produite pendant la période de remplacement, jusqu'à concurrence de quatre-vingt-dix jours par année civile, ne sont pas incluses dans les calculs visés à ce paragraphe.

**Dérogation — groupe à chaudière**

**(5)** Malgré le paragraphe (1), le groupe à chaudière qui, au cours d'une année civile, ne remplit pas l'une des conditions prévues au paragraphe 3(1) n'est pas assujéti à la limite d'intensité d'émissions pour cette année civile.

**Dérogation — moteur à combustion**

**(6)** Malgré le paragraphe (1), le groupe à moteur à combustion qui, au cours d'une année civile, ne remplit pas l'une des conditions prévues au paragraphe 3(2) n'est pas assujéti à la limite d'intensité d'émissions pour cette année civile.

**Application pour une année partielle**

**(7)** Il est entendu que, lorsque le paragraphe (1) s'applique à l'égard d'un groupe pour une période donnée de l'année civile, cette période a valeur d'une année civile complète.

**Essais de rendement — Groupe à chaudière ayant subi des modifications majeures****Essai initial**

**5 (1)** Un essai initial de rendement est effectué en présence du vérificateur de l'essai de rendement et conformément au paragraphe (4) pour déterminer l'intensité d'émissions de CO<sub>2</sub> du groupe à chaudière visé au paragraphe 3(4) dans les douze mois suivant :

**a)** dans le cas où le groupe a cessé de brûler du charbon avant la date d'entrée en vigueur du présent règlement, la date de l'entrée en vigueur du présent règlement;

**(b)** in the case of a unit that ceases to combust coal on or after the day on which these Regulations come into force, the day on which electricity generated from the boiler unit was first sold or distributed to the electric grid, in the calendar year in which the unit becomes subject to these Regulations.

#### **Annual performance test**

**(2)** Performance tests are to be subsequently conducted annually to determine the CO<sub>2</sub> emission intensity for the boiler unit in question, in accordance with subsection (3).

#### **Conditions – test**

**(3)** The initial and annual performance test must consist of a continuous test that lasts at least two hours and does not exceed 100% of the unit's capacity.

#### **Quantification**

**(4)** For the purposes of subsections (1) and (2),

**(a)** the quantity of CO<sub>2</sub> emitted by the unit must be determined in accordance with sections 12, 13, 15, 17 and 18, as applicable, however, all emissions must be quantified including those from the combustion of biomass; and

**(b)** the quantity of energy produced by the unit must be determined in accordance with section 11.

#### **Adaptation**

**(5)** For the performance test, the reference to “calendar year” in sections 11, 12, 15, 17 and 18 and in the Reference Method is replaced with a reference to “performance test period”.

#### **Requirement**

**6** A responsible person for a unit referred to in subsection 3(4) must obtain an annual performance test result that shows less than a 2% increase in emission intensity from the previous performance test.

## **Emergency Circumstances**

#### **Application for exemption**

**7 (1)** A responsible person for a unit may, under an emergency circumstance described in subsection (2), apply to the Minister for an exemption from the application of subsection 4(1) or (2) in respect of the unit if, as a result of the emergency, the operator of the electricity grid in the province in which the unit is located or an official of that province responsible for ensuring and supervising the electricity supply orders the responsible person to produce electricity to avoid a threat to the supply or to restore that supply.

**b)** dans le cas où il cesse de brûler du charbon à la date d'entrée en vigueur du présent règlement ou à une date ultérieure, le jour de la première vente ou distribution au réseau électrique d'électricité provenant du groupe à chaudière dans l'année civile où il devient assujéti au présent règlement.

#### **Essai annuel**

**(2)** Un essai de rendement est par la suite effectué annuellement, conformément au paragraphe (3), pour déterminer l'intensité d'émissions de CO<sub>2</sub> du groupe à chaudière en question.

#### **Modalités d'essai**

**(3)** L'essai initial de rendement et l'essai annuel de rendement prennent la forme d'un essai continu d'une durée minimale de deux heures et se déroulent à au plus 100 % de la capacité du groupe.

#### **Quantification**

**(4)** Pour l'application des paragraphes (1) et (2) :

**a)** la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> rejetée par le groupe est déterminée selon les articles 12, 13, 15, 17 et 18, cependant, toutes les émissions sont quantifiées, y compris celles provenant de la combustion de biomasse;

**b)** la quantité d'énergie produite par le groupe est déterminée conformément à l'article 11.

#### **Adaptation**

**(5)** Pour l'essai de rendement, la mention « année civile » qui figure aux articles 11, 12, 15, 17 et 18 et à la Méthode de référence est remplacée par la mention « essai de rendement ».

#### **Obligation**

**6** La personne responsable du groupe à chaudière visé au paragraphe 3(4) est tenue d'obtenir, lors de l'essai de rendement annuel, un résultat inférieur à celui obtenu lors de l'essai de rendement précédant majoré de 2%.

## **Situations d'urgence**

#### **Demande d'exemption**

**7 (1)** La personne responsable d'un groupe situé dans une province donnée peut, dans une situation d'urgence visée au paragraphe (2), présenter au ministre une demande d'exemption de l'application du paragraphe 4(1) ou (2) à l'égard de ce groupe si, en raison de la situation d'urgence, l'exploitant du réseau électrique provincial en cause ou un responsable de la province chargé d'assurer et de surveiller l'approvisionnement en électricité lui ordonne de produire de l'électricité afin de prévenir une menace pour l'approvisionnement en électricité ou de rétablir cet approvisionnement.

**Definition of emergency circumstance**

**(2)** An emergency circumstance is a circumstance

**(a)** that arises due to an extraordinary, unforeseen and irresistible event; or

**(b)** under which one or more of the measures referred to in paragraph 1(a) of the *Regulations Prescribing Circumstances for Granting Waivers Pursuant to Section 147 of the Act* has been made or issued in the province where the unit is located.

**Deadline for application**

**(3)** The application for the exemption must be provided to the Minister within 15 days after the day on which the emergency circumstance arises. The application must include the information referred to in section 1 and paragraphs 2(a), (b) and (d) of Schedule 1 or the unit's registration number, if any, the date on which the emergency circumstance arose and information, along with supporting documents, to demonstrate that the conditions set out in subsection (1) are met.

**Minister's decision**

**(4)** If the Minister is satisfied that the conditions set out in subsection (1) are met, the Minister must, within 30 days after the day on which the application is received,

**(a)** grant the exemption; and

**(b)** if the unit has not been assigned a registration number, assign a registration number and inform the responsible person of that number.

**Duration of exemption**

**(5)** The exemption becomes effective on the day on which the emergency circumstance arises and ceases to have effect on the earliest of

**(a)** the ninetieth day after that day,

**(b)** the day specified by the Minister,

**(c)** the day on which the circumstance referred to in paragraph (2)(a) ceases to cause a disruption, or a significant risk of disruption, to the electricity supply in the province where the unit is located, and

**(d)** the day on which the measure, if any, referred to in paragraph (2)(b) ceases to have effect.

**Application for extension of exemption**

**8 (1)** If the conditions set out in subsection 7(1) will continue to exist after the day on which the exemption granted under paragraph 7(4)(a) is to cease to have effect, the responsible person may, before that day, apply to the Minister for an extension of the exemption.

**Définition de situation d'urgence**

**(2)** Est une situation d'urgence la situation qui résulte de l'une des circonstances suivantes :

**a)** un cas de force majeure;

**b)** une circonstance dans laquelle au moins une des mesures visées à l'alinéa 1a) du *Règlement prévoyant les circonstances donnant ouverture à une exemption en vertu de l'article 147 de la Loi* a été prise au préalable dans la province où le groupe est situé.

**Délai de présentation**

**(3)** La demande d'exemption est présentée au ministre dans les quinze jours suivant la date du début de la situation d'urgence et comporte les renseignements visés à l'article 1 et aux alinéas 2a), b) et d) de l'annexe 1 ou, le cas échéant, le numéro d'enregistrement du groupe en cause, la date à laquelle la situation d'urgence a débuté ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui, que les conditions prévues au paragraphe (1) sont réunies.

**Décision du ministre**

**(4)** Dans les trente jours suivant la date de réception de la demande, s'il est convaincu que les conditions visées au paragraphe (1) sont réunies, le ministre :

**a)** accorde l'exemption;

**b)** dans le cas où aucun numéro d'enregistrement n'a été assigné au groupe, en assigne un et communique le numéro à la personne responsable.

**Durée de l'exemption**

**(5)** L'exemption est valide à compter de la date du début de la situation d'urgence jusqu'à la première des dates suivantes :

**a)** le quatre-vingt-dixième jour suivant cette date;

**b)** la date fixée par le ministre;

**c)** la date à laquelle la circonstance visée à l'alinéa (2)a) cesse d'entraîner une interruption ou un risque important d'interruption de l'approvisionnement en électricité dans la province où le groupe est situé;

**d)** la date à laquelle la mesure visée à l'alinéa (2)b) cesse de s'appliquer.

**Demande de prolongation**

**8 (1)** Si les conditions prévues au paragraphe 7(1) persistent au-delà de la durée de l'exemption accordée au titre de l'alinéa 7(4)a), la personne responsable peut, tant que l'exemption est valide, présenter au ministre une demande de prolongation de celle-ci.

**Contents of application**

**(2)** The application must include the unit's registration number and information, along with supporting documents, to demonstrate that

- (a)** the conditions set out in subsection 7(1) will continue to exist after the day on which the exemption is to cease to have effect; and
- (b)** measures — other than the operation of the unit while the exemption has effect — have been or are being taken to end, decrease the risk of or mitigate the consequences of the disruption.

**Minister's decision**

**(3)** If the Minister is satisfied that the elements referred to in paragraphs (2)(a) and (b) have been demonstrated, the Minister must grant the extension within 15 days after the day on which the application is received.

**Duration of extension**

**(4)** The extension ceases to have effect on the earliest of

- (a)** the ninetieth day after the day on which the application for the extension was made,
- (b)** the day specified by the Minister, and
- (c)** the day referred to in paragraph 7(5)(c).

**Accuracy of Data****Measuring devices — installation, maintenance and calibration**

**9 (1)** A responsible person for a unit must install, maintain and calibrate a measuring device — other than a continuous emission monitoring system and a measuring device that is subject to the *Electricity and Gas Inspection Act* — that is used for the purposes of these Regulations in accordance with the manufacturer's instructions or any applicable generally recognized national or international industry standard.

**Frequency of calibration**

**(2)** The responsible person must calibrate each of the measuring devices at the greater of the following frequencies:

- (a)** at least once in every calendar year but at least five months after a previous calibration, and
- (b)** the minimum frequency recommended by the manufacturer.

**Contenu de la demande**

**(2)** La demande comporte le numéro d'enregistrement du groupe en cause ainsi que les renseignements établissant, documents à l'appui :

- a)** d'une part, que les conditions prévues au paragraphe 7(1) persistent au-delà de la durée de l'exemption;
- b)** d'autre part, que des mesures — autres que l'exploitation du groupe pendant la durée de l'exemption — ont été prises ou sont prises pour réduire le risque d'interruption, atténuer les conséquences de l'interruption ou rétablir l'approvisionnement en électricité.

**Décision du ministre**

**(3)** Dans les quinze jours suivant la date de réception de la demande, s'il est convaincu que les éléments visés aux alinéas (2)a) et b) sont établis, le ministre autorise la prolongation de l'exemption.

**Durée de la prolongation**

**(4)** La prolongation est valide jusqu'à la première des dates suivantes :

- a)** le quatre-vingt-dixième jour suivant la date à laquelle la demande a été présentée;
- b)** la date fixée par le ministre;
- c)** la date visée à l'alinéa 7(5)c).

**Exactitude des données****Mise en place, entretien et étalonnage des instruments de mesure**

**9 (1)** La personne responsable du groupe met en place, entretient et étalonne les instruments de mesure — autres que le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions et que tout instrument de mesure assujéti à la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* — utilisés pour l'application du présent règlement conformément aux instructions du fabricant ou à une norme applicable généralement reconnue par l'industrie à l'échelle nationale ou internationale.

**Fréquence de l'étalonnage**

**(2)** La personne responsable étalonne les instruments de mesure selon la plus élevée des fréquences suivantes :

- a)** au moins une fois par année civile et à au moins cinq mois d'intervalle;
- b)** la fréquence minimale recommandée par le fabricant.

**Accuracy of measurements**

**(3)** The responsible person must use measuring devices that enable measurements to be made with a degree of accuracy of  $\pm 5\%$ .

**Certification of CEMS**

**10** The responsible person must certify the CEMS in accordance with section 5 of the Reference Method, before it is used for the purposes of these Regulations.

## Quantification Rules

### Production of Energy

**Quantity of energy**

**11 (1)** The quantity of energy produced by a given unit is determined by the formula

$$G + (0.75 \times H_{\text{pnet}})$$

where

**G** is

**(a)** the gross quantity of electricity generated by the unit in the calendar year expressed in GWh, as measured at the electrical terminals of the generators of the unit using meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*, or

**(b)** in the case of a hybrid configuration, the quantity of electricity generated by the given unit in the calendar year expressed in GWh, if the unit is either a combustion engine unit that shares a steam turbine with a boiler unit or a boiler unit that shares a steam turbine with a combustion engine unit, determined by the formula in subsection (2); and

**H<sub>pnet</sub>** is the net quantity of useful thermal energy produced by the unit in a calendar year, expressed in GWh, determined by the formula in subsection (3).

**Quantity of electricity — hybrid configuration**

**(2)** The quantity of electricity generated by a given unit is determined by the formula

$$G_s - G_{\text{ext}}$$

where

**G<sub>s</sub>** is the gross quantity of electricity that is generated by the generators of the shared steam turbine in the calendar year, expressed in GWh, as measured at the electrical terminals of the generators of the shared steam turbine using meters that comply

**Exactitude des mesures**

**(3)** La personne responsable utilise des instruments de mesure qui permettent la prise des mesures selon un degré d'exactitude de  $\pm 5\%$ .

**Homologation du SMECE**

**10** La personne responsable homologue le SMECE conformément à la section 5 de la Méthode de référence avant son utilisation pour l'application du présent règlement.

## Règles de quantification

### Production d'énergie

**Quantité d'énergie**

**11 (1)** La quantité d'énergie produite par un groupe donné est calculée selon la formule suivante :

$$G + (0,75 \times H_{\text{pnette}})$$

où :

**G** représente :

**a)** soit la quantité brute d'électricité produite par le groupe au cours de l'année civile, exprimée en GWh, mesurée aux bornes électriques des générateurs du groupe à l'aide de compteurs qui répondent aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*;

**b)** soit, dans le cas d'une configuration hybride, si le groupe donné est un groupe à moteur à combustion qui partage une turbine à vapeur avec un groupe à chaudière ou un groupe à chaudière qui partage une turbine à vapeur avec un groupe à moteur à combustion, la quantité d'électricité produite par le groupe au cours de l'année civile, exprimée en GWh, calculée conformément au paragraphe (2);

**H<sub>pnette</sub>** la quantité nette d'énergie thermique utile produite par le groupe au cours d'une année civile, exprimée en GWh, calculée conformément au paragraphe (3).

**Quantité d'électricité — configuration hybride**

**(2)** La quantité d'électricité produite par le groupe donné est calculée selon la formule suivante :

$$G_p - G_{\text{ext}}$$

où :

**G<sub>p</sub>** représente la quantité brute d'électricité produite par les générateurs de la turbine à vapeur partagée au cours de l'année civile, exprimée en GWh, mesurée aux bornes électriques des générateurs de la turbine à vapeur partagée à l'aide de compteurs qui

with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*; and

**G<sub>ext</sub>** is the quantity of electricity that is generated by the other unit, in the calendar year, expressed in GWh and that is determined by the formula

$$G_s \times \sum_{t=1}^p \left[ \frac{\sum_{j=1}^m h_{ext,j} \times M_{ext,j}}{\sum_{j=1}^m h_{ext,j} \times M_{ext,j} + \sum_{k=1}^l h_{int,k} \times M_{int,k}} \right]_t$$

where

**G<sub>s</sub>** is the gross quantity of electricity that is generated by the generators of the shared steam turbine in the calendar year, expressed in GWh, as measured at the electrical terminals of the generators of the shared steam turbine using meters that comply with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*,

**t** is the <sup>t</sup>th hour, where “t” goes from the number 1 to *p* and where *p* is the total number of hours during which the generators of the shared steam turbine generated electricity in the calendar year,

**j** is the <sup>j</sup>th external heat stream, originating from the other unit where “j” goes from the number 1 to *m* and where *m* is the total number of external heat streams that contributed to the electricity generated by the generators of the shared steam turbine of the unit,

**h<sub>ext,j</sub>** is the average specific enthalpy of the <sup>j</sup>th external heat stream, originating from the other unit that contributed to the electricity generated by the generators of the shared steam turbine, expressed in GJ/tonne, during period “t” and must be based on the measurement of the temperature and pressure of that heat stream and determined using a continuous measuring device,

**M<sub>ext,j</sub>** is the mass flow of the <sup>j</sup>th external heat stream originating from the other unit that contributed to the electricity generated by the generators of the shared steam turbine, expressed in tonnes, during period “t”, determined using a continuous measuring device,

**k** is the <sup>k</sup>th internal heat stream originating from the given unit, where “k” goes from the number 1 to *l* and where *l* is the total number of heat streams that originated from the combustion of fuel in the unit and that

répondent aux exigences de la *Loi sur l’inspection de l’électricité et du gaz* et du *Règlement sur l’inspection de l’électricité et du gaz*;

**G<sub>ext</sub>** la quantité d’électricité produite par l’autre groupe au cours de l’année civile, exprimée en GWh, et calculée selon la formule suivante :

$$G_p \times \sum_{t=1}^p \left[ \frac{\sum_{j=1}^m h_{ext,j} \times M_{ext,j}}{\sum_{j=1}^m h_{ext,j} \times M_{ext,j} + \sum_{k=1}^l h_{int,k} \times M_{int,k}} \right]_t$$

où :

**G<sub>p</sub>** représente la quantité brute d’électricité produite par les générateurs de la turbine à vapeur partagée au cours de l’année civile, exprimée en GWh, mesurée aux bornes électriques des générateurs à l’aide de compteurs qui répondent aux exigences de la *Loi sur l’inspection de l’électricité et du gaz* et du *Règlement sur l’inspection de l’électricité et du gaz*,

**t** la <sup>t</sup>e heure, où « t » est équivalent au chiffre 1 à *p* et *p* est équivalent au nombre total d’heures au cours desquelles les générateurs de la turbine à vapeur partagée ont produit de l’électricité au cours de l’année civile,

**j** le <sup>j</sup>e flux calorifique d’une source externe provenant de l’autre groupe, où « j » est équivalent au chiffre 1 à *m* et *m* est équivalent au nombre total de flux calorifiques d’une source externe qui ont contribué à l’électricité produite par les générateurs de la turbine à vapeur partagée,

**h<sub>ext,j</sub>** l’enthalpie spécifique moyenne au cours de la période « t » du <sup>j</sup>e flux calorifique d’une source externe provenant de l’autre groupe qui a contribué à l’électricité produite par les générateurs de la turbine à vapeur partagée, exprimée en GJ/tonne et déterminée au moyen d’un instrument de mesure en continu selon les mesures de la température et de la pression de ce <sup>j</sup>e flux calorifique,

**M<sub>ext,j</sub>** le débit massique au cours de la période « t » du <sup>j</sup>e flux calorifique d’une source externe provenant de l’autre groupe qui a contribué à l’électricité produite par les générateurs de la turbine à vapeur partagée, exprimé en tonnes, et déterminé au moyen d’un instrument de mesure en continu,

**k** le <sup>k</sup>e flux calorifique interne provenant du groupe donné, où « k » est équivalent au chiffre 1 à *l* et *l* est équivalent au nombre total de flux calorifiques provenant de la combustion de combustibles par ce groupe

contributed to the electricity generated by the generators of the shared steam turbine,

$h_{int,k}$  is the average specific enthalpy of the  $k^{th}$  internal heat stream originating from the given unit and having contributed to the electricity generated by the generators of the shared steam turbine, expressed in GJ/tonne, during period “t” and must be based on the measurement of the temperature and pressure of that heat stream and determined using a continuous measuring device, and

$M_{int,k}$  is the mass flow of the  $k^{th}$  internal heat stream originating from the given unit that contributed to the electricity generated by the generators of the shared steam turbine, expressed in tonnes, during period “t”, determined using a continuous measuring device.

**Net quantity of useful thermal energy**

(3) In the case of a unit that simultaneously generates electricity and produces useful thermal energy from the fuel combusted by a combustion engine or boiler, as the case may be, the net quantity of useful thermal energy produced by the unit in a calendar year, expressed in GWh, is determined by the formula

$$\sum_{t=1}^p \left[ \sum_{i=1}^n \{h_{out,i} \times M_{out,i}\} - \sum_{j=1}^m \{h_{in,j} \times M_{in,j}\} \right] \times \frac{1}{3600 \text{ GJ/GWh}}$$

where

**t** is the  $t^{th}$  hour, where “t” goes from the number 1 to  $p$  and where  $p$  is the total number of hours during which the unit produced useful thermal energy in the calendar year;

**i** is the  $i^{th}$  heat stream exiting the unit, where “i” goes from the number 1 to  $n$  and where  $n$  is the total number of heat streams exiting the unit;

$h_{out,i}$  is the average specific enthalpy of the  $i^{th}$  heat stream exiting the unit, expressed in GJ/tonne, during period “t” and must be based on the measurement of the temperature and pressure of that heat stream and determined using a continuous measuring device;

$M_{out,i}$  is the mass flow of the  $i^{th}$  heat stream exiting the unit, expressed in tonnes, during period “t”, determined using a continuous measuring device;

**j** is the  $j^{th}$  heat stream — other than condensate return — entering the unit, where “j” goes from the number 1 to  $m$  and where  $m$  is the total number of heat streams entering the unit;

qui ont contribué à l’électricité produite par les générateurs de la turbine à vapeur partagée,

$h_{int,k}$  l’enthalpie spécifique moyenne au cours de la période « t » du  $k^e$  flux calorifique d’une source interne provenant du groupe donné et ayant contribué à l’électricité produite par les générateurs de la turbine à vapeur partagée, exprimée en GJ/tonne et déterminée au moyen d’un instrument de mesure en continu selon la mesure de la température et de la pression de ce  $k^e$  flux calorifique,

$M_{int,k}$  le débit massique au cours de la période « t » du  $k^e$  flux calorifique d’une source interne provenant du groupe donné qui a contribué à l’électricité produite par les générateurs de la turbine à vapeur partagée, exprimé en tonnes, et déterminé au moyen d’un instrument de mesure en continu.

**Quantité nette d’énergie thermique utile**

(3) S’agissant d’un groupe qui produit simultanément de l’électricité et de l’énergie thermique utile à partir du combustible brûlé par un moteur à combustion ou une chaudière, selon le cas, la quantité nette d’énergie thermique utile produite par ce groupe au cours d’une année civile, exprimée en GWh, est calculée selon la formule suivante :

$$\sum_{t=1}^p \left[ \sum_{i=1}^n \{h_{sort,i} \times M_{sort,i}\} - \sum_{j=1}^m \{h_{intr,j} \times M_{intr,j}\} \right] \times \frac{1}{3600 \text{ GJ/GWh}}$$

où :

**t** représente la  $t^e$  heure, où « t » est équivalent au chiffre 1 à  $p$  et  $p$  est équivalent au nombre total d’heures au cours desquelles le groupe a produit de l’énergie thermique utile au cours de l’année civile;

**i** le  $i^e$  flux calorifique sortant du groupe, où « i » est équivalent au chiffre 1 à  $n$  et  $n$  est équivalent au nombre total de flux calorifiques sortants;

$h_{sort,i}$  l’enthalpie spécifique moyenne au cours de la période « t » du  $i^e$  flux calorifique sortant du groupe, exprimée en GJ/tonne et déterminée au moyen d’un instrument de mesure en continu selon les mesures de la température et de la pression de ce  $i^e$  flux calorifique;

$M_{sort,i}$  le débit massique au cours de la période « t » du  $i^e$  flux calorifique sortant du groupe, exprimé en tonnes, et déterminé au moyen d’un instrument de mesure en continu;

**j** le  $j^e$  flux calorifique, autre que le flux de condensate de retour, entrant dans le groupe, où « j » est équivalent au chiffre 1 à  $m$  et  $m$  est équivalent au nombre total de flux calorifiques entrants;

$h_{in,j}$  is the average specific enthalpy of the  $j^{\text{th}}$  heat stream — other than condensate return — entering the unit, expressed in GJ/tonne, during period “t” and must be based on the measurement of the temperature and pressure of that heat stream and determined using a continuous measuring device; and

$M_{in,j}$  is the mass flow of the  $j^{\text{th}}$  heat stream — other than condensate return — entering the unit, expressed in tonnes, during period “t”, determined using a continuous measuring device.

## CO<sub>2</sub> Emissions

### Quantification Methods

#### Choice of method

**12** The quantity of CO<sub>2</sub> emissions resulting from the combustion of fossil fuels in a unit in a calendar year must be determined

(a) in accordance with section 13 or 14, using a CEMS; or

(b) in accordance with sections 17 and 18, using a fuel-based method.

### Continuous Emission Monitoring System

#### Unit not combusting biomass

**13** Subject to section 15, the quantity of CO<sub>2</sub> emissions resulting from combustion of fossil fuels in a unit that does not combust biomass that is measured using a CEMS must be calculated in accordance with sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method.

#### Unit combusting biomass

**14 (1)** Subject to section 15, the quantity of CO<sub>2</sub> emissions resulting from the combustion of fossil fuels in a unit combusting biomass in a calendar year that is measured using a CEMS must be determined in accordance with the following formula:

$$E_u - E_{\text{bio}}$$

where

$E_u$  is the quantity of CO<sub>2</sub> emissions, expressed in tonnes, from the unit, “u”, during the calendar year from the combustion of fuel, as measured by the CEMS, and calculated in accordance with sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method; and

$h_{\text{intr},j}$  l'enthalpie spécifique moyenne au cours de la période « t » du  $j^{\text{e}}$  flux calorifique, autre que le flux de condensat de retour, entrant dans le groupe, exprimée en GJ/tonne et déterminée au moyen d'un instrument de mesure en continu selon les mesures de la température et de la pression de ce  $j^{\text{e}}$  flux calorifique;

$M_{\text{intr},j}$  le débit massique au cours de la période « t » du  $j^{\text{e}}$  flux calorifique, autre que le flux de condensat de retour, entrant dans le groupe, exprimé en tonnes, et déterminé au moyen d'un instrument de mesure en continu.

## Émissions de CO<sub>2</sub>

### Méthodes de quantification

#### Choix de méthode

**12** La quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles fossiles par un groupe au cours d'une année civile est déterminée :

a) soit à l'aide d'un SMECE conformément aux articles 13 ou 14;

b) soit à l'aide d'une méthode de quantification fondée sur le combustible brûlé, conformément aux articles 17 et 18.

### Système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions

#### Groupe ne brûlant pas de biomasse

**13** Sous réserve de l'article 15, la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles fossiles par un groupe ne brûlant pas de biomasse qui est mesurée par le SMECE est calculée conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la Méthode de référence.

#### Groupe brûlant de la biomasse

**14 (1)** Sous réserve de l'article 15, la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles fossiles par un groupe brûlant de la biomasse au cours d'une année civile qui est mesurée par le SMECE est calculée conformément à la formule suivante :

$$E_g - E_{\text{bio}}$$

où :

$E_g$  représente la quantité, exprimée en tonnes, d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles par le groupe « g » au cours de l'année civile en cause, mesurée par le SMECE, calculée conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la Méthode de référence;

**E<sub>bio</sub>** is the quantity of CO<sub>2</sub> emissions, expressed in tonnes, from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, determined

(a) by using the fuel-based method set out in sections 17 and 18 depending on whether the biomass combusted is in a gaseous, liquid, or solid state, or

(b) by using the following formula:

$$((V_{\text{bio}}/V_{\text{T}}) \times E_{\text{u}}) - E_{\text{s}}$$

where

**V<sub>bio</sub>** is the volume of CO<sub>2</sub>, expressed in standard m<sup>3</sup>, emitted from the combustion of biomass in the unit during the calendar year, determined in accordance with the formula set out in subsection (2),

**V<sub>T</sub>** is the total volume of CO<sub>2</sub> emitted from combustion of fuel in the unit for the production of electricity during the calendar year determined in accordance with the following formula:

$$\sum_{t=1}^n [0,01 \times \text{CO}_{2\text{w},t} \times Q_{\text{w},t}]$$

where

**t** is the t<sup>th</sup> hour, where “t” goes from the number 1 to *n* and where *n* is the total number of hours during which the unit generated electricity in the calendar year,

**CO<sub>2w,t</sub>** is the average concentration of CO<sub>2</sub> in relation to all gases in the stack emitted from the combustion of fuel in the unit during each hour “t”, during which the unit generated electricity in the calendar year — or, if applicable, a calculation made in accordance with section 7.4 of the Reference Method of that average concentration of CO<sub>2</sub> based on a measurement of the concentration of oxygen (O<sub>2</sub>) in those gases in the stack — expressed as a percentage on a wet basis, and

**Q<sub>w,t</sub>** is the average volumetric flow during that hour, measured on a wet basis by the stack gas volumetric flow monitor, expressed in standard m<sup>3</sup>,

**E<sub>u</sub>** is the quantity of CO<sub>2</sub> emissions, expressed in tonnes, from the unit “u” during the calendar year from the combustion of fuel, as measured by the CEMS, and calculated in accordance with section 7.1 to 7.7 of the Reference Method, and

**E<sub>bio</sub>** la quantité exprimée en tonnes, d’émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l’année civile en cause, calculée :

a) soit à l’aide de la méthode de quantification fondée sur le combustible brûlé prévue aux articles 17 et 18 selon que la biomasse brûlée est à l’état gazeux, liquide ou solide,

b) soit à l’aide de la formule suivante :

$$((V_{\text{bio}} / V_{\text{T}}) \times E_{\text{g}}) - E_{\text{s}}$$

où :

**V<sub>bio</sub>** représente le volume d’émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de biomasse par le groupe au cours de l’année civile en cause, exprimé en m<sup>3</sup> normalisés, déterminé selon la formule prévue au paragraphe (2),

**V<sub>T</sub>** le volume total de CO<sub>2</sub> rejeté à partir du groupe pour la production d’électricité par suite de la combustion de combustibles au cours de l’année civile, déterminé selon la formule suivante :

$$\sum_{t=1}^n [0,01 \times \text{CO}_{2\text{h},t} \times Q_{\text{h},t}]$$

où :

**t** représente la t<sup>e</sup> heure, où « t » est équivalent au chiffre 1 à *n* et *n* est équivalent au nombre total d’heures au cours desquelles le groupe a produit de l’électricité au cours de l’année civile,

**CO<sub>2h,t</sub>** la concentration moyenne d’émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à la totalité des gaz de cheminée provenant de la combustion de combustibles par le groupe pour chaque heure « t » de production d’électricité au cours de l’année civile — ou, le cas échéant, calculée conformément à l’article 7.4 de la Méthode de référence à partir d’une mesure de la concentration d’oxygène (O<sub>2</sub>) dans ces gaz de cheminée —, exprimée en pourcentage de CO<sub>2</sub> sur une base humide,

**Q<sub>h,t</sub>** le débit volumétrique moyen durant l’heure en cause, exprimé en m<sup>3</sup> normalisés, mesuré sur une base humide par un appareil de mesure du débit volumétrique placé sur la cheminée,

**E<sub>g</sub>** la quantité, exprimée en tonnes, d’émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles par le groupe « g » au cours de l’année civile en cause, mesurée

**E<sub>s</sub>** is the quantity of CO<sub>2</sub> emissions, expressed in tonnes, that is released from the use of sorbent to control the emission of sulphur dioxide from the unit during the calendar year, determined in accordance with the following formula:

$$S \times R \times (44/MM_s)$$

where

**S** is the quantity of sorbent material, such as calcium carbonate (CaCO<sub>3</sub>), expressed in tonnes,

**R** is the stoichiometric ratio, on a mole fraction basis, of CO<sub>2</sub> released on usage of one mole of sorbent material, which is equal to 1 if the sorbent material is CaCO<sub>3</sub>, and

**MM<sub>s</sub>** is the molecular mass of the sorbent material, which is equal to 100 if the sorbent material is CaCO<sub>3</sub>.

par le système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions, calculée conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la Méthode de référence,

**E<sub>s</sub>** la quantité, exprimée en tonnes, d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant du sorbant utilisé pour contrôler les émissions de dioxyde de soufre par le groupe au cours de l'année civile en cause, calculée selon la formule suivante :

$$S \times R \times (44/MM_s)$$

où :

**S** représente la quantité de sorbant — notamment carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>) —, exprimée en tonnes,

**R** le rapport stœchiométrique — selon la fraction molaire — de CO<sub>2</sub> attribuable à une mole de sorbant, lequel est 1 si le sorbant est du CaCO<sub>3</sub>,

**MM<sub>s</sub>** la masse moléculaire du sorbant, laquelle est 100 si le sorbant est du CaCO<sub>3</sub>.

**V<sub>bio</sub>**

(2) In subsection (1), V<sub>bio</sub> is determined by the following formula:

$$V_T - V_{ff}$$

where

**V<sub>T</sub>** is the total volume of CO<sub>2</sub>, determined in accordance with paragraph (b) of the description of E<sub>bio</sub> in subsection (1); and

**V<sub>ff</sub>** is the volume of CO<sub>2</sub> emitted from combustion of fossil fuel in the unit during the calendar year, expressed in standard m<sup>3</sup> and determined in accordance with the following formula:

$$\sum_{i=1}^n Q_i \times F_{c,i} \times HHV_i$$

where

**Q<sub>i</sub>** is the quantity of fossil fuel type “i” combusted in the unit during the calendar year, determined

(a) for a gaseous fuel, in the same manner used in the determination of V<sub>f</sub> in the formula set out in paragraph 18(1)(a) and expressed in standard m<sup>3</sup>,

(b) for a liquid fuel, in the same manner used in the determination of V<sub>f</sub> in the

**V<sub>bio</sub>**

(2) L'élément V<sub>bio</sub> de la formule prévue par le paragraphe (1) est déterminé selon la formule suivante :

$$V_T - V_{cf}$$

où :

**V<sub>T</sub>** représente le volume total de CO<sub>2</sub>, déterminé en conformité avec l'alinéa b) de l'élément E<sub>bio</sub> visé au paragraphe (1);

**V<sub>cf</sub>** le volume d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe au cours de l'année civile, exprimé en m<sup>3</sup> normalisés et déterminé selon la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^n Q_i \times F_{c,i} \times HHV_i$$

où :

**Q<sub>i</sub>** représente la quantité de combustible fossile de type « i » brûlé par le groupe au cours de l'année civile en cause, déterminée, selon le cas :

a) pour un combustible gazeux, de la même façon que la variable V<sub>c</sub> dans la formule prévue à l'alinéa 18(1)a), cette quantité étant exprimée en m<sup>3</sup> normalisés,

- formula set out in paragraph 18(1)(b) and expressed in kL, and
- (c)** for a solid fuel, in the same manner used in the determination of  $M_f$  in the formula set out in paragraph 18(1)(c) and expressed in tonnes,
- i** is the  $i^{\text{th}}$  fossil fuel type combusted in the unit during the calendar year, where “ $i$ ” goes from the number 1 to  $n$  and where  $n$  is the number of fossil fuels so combusted,
- $F_{c,i}$**  is the fuel-specific carbon-based F-factor for each fossil fuel type “ $i$ ” — being the factor set out in Appendix A of the Reference Method, or for fuels not listed, the one determined in accordance with that Appendix — corrected to be expressed in standard  $\text{m}^3$  of  $\text{CO}_2/\text{GJ}$ , and
- HHV <sub>$i$</sub>**  is the higher heating value for each fossil fuel type “ $i$ ” that is measured in accordance with subsection (3), or in the absence of a measured higher heating value, the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 2, for the fuel type, as set out in column 1.

### Higher heating value

**(3)** The higher heating value of a fuel is to be measured

**(a)** for a gaseous fuel,

**(i)** in accordance with whichever of the following standards that applies:

**(A)** ASTM D1826 - 94(2017), entitled *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*,

**(B)** ASTM D3588 - 98(2017), entitled *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*,

**(C)** ASTM D4891 - 13, entitled *Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas and Flare Gases Range by Stoichiometric Combustion*,

**(D)** Gas Processors Association Standard 2172 - 14, entitled *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*, and

**b)** pour un combustible liquide, de la même façon que la variable  $V_c$  dans la formule prévue à l’alinéa 18(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

**c)** pour un combustible solide, de la même façon que la variable  $M_c$  dans la formule prévue à l’alinéa 18(1)c), cette quantité étant exprimée en tonnes,

**i** le  $i^{\text{e}}$  type de combustible fossile brûlé par le groupe au cours de l’année civile en cause, où «  $i$  » est équivalent au chiffre 1 à  $n$  et  $n$  est équivalent au nombre de ces combustibles,

**$F_{c,i}$**  le facteur de carbone propre au combustible fossile de type «  $i$  », soit le facteur prévu à l’annexe A de la Méthode de référence ou, à défaut, celui déterminé conformément à cette annexe, corrigé pour être exprimé en  $\text{m}^3$  normalisés de  $\text{CO}_2/\text{GJ}$ ,

**HHV <sub>$i$</sub>**  le pouvoir calorifique supérieur pour chaque type de combustible fossile de type «  $i$  » est celui déterminé conformément au paragraphe (3) ou, à défaut, celui mentionné à la colonne 2 de l’annexe 2 pour le type de combustible visé à la colonne 1.

### Pouvoir calorifique supérieur

**(3)** Le pouvoir calorifique supérieur d’un combustible est déterminée :

**a)** dans le cas des combustibles gazeux :

**(i)** soit conformément à l’une ou l’autre des normes ci-après applicables au combustible en cause :

**(A)** la norme ASTM D1826-94(2017) intitulée *Standard Test Method for Calorific (Heating) Value of Gases in Natural Gas Range by Continuous Recording Calorimeter*,

**(B)** la norme ASTM D3588-98(2017) intitulée *Standard Practice for Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density of Gaseous Fuels*,

**(C)** la norme ASTM D4891-13 intitulée *Standard Test Method for Heating Value of Gases in Natural Gas and Flare Gases Range by Stoichiometric Combustion*,

**(D)** la norme 2172-14 de la Gas Processors Association intitulée *Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer*,

**(E)** Gas Processors Association standard 2261 - 13, entitled *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*, or

**(ii)** by means of a direct measuring device that measures the higher heating value of the fuel, but if the measuring device provides only lower heating values, those lower heating values must be converted to higher heating values; and

**(b)** for a liquid fuel that is

**(i)** an oil or a liquid fuel derived from waste, in accordance with

**(A)** ASTM D240 - 17, entitled *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter*, or

**(B)** ASTM D4809 - 13, entitled *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*, and

**(ii)** any other liquid fuel type, in accordance with an applicable ASTM standard for the measurement of the higher heating value of the fuel type or, if no such ASTM standard applies, in accordance with an applicable internationally recognized method.

**Multiple CEMS per unit**

**15 (1)** For the purposes of sections 13 and 14, the total quantity of CO<sub>2</sub> emissions from a unit equipped with multiple CEMS is determined by adding together the quantity of emissions measured for each CEMS.

**Units sharing common stack**

**(2)** If a unit is located at a facility where there is one or more other units and a CEMS measures emissions from that unit and other units at a common stack rather than at the exhaust duct of that unit and of each of those other units that brings those emissions to the common stack, then the quantity of emissions attributable to that unit is determined based on the ratio of the heat input of that unit to the total of the heat input of that unit and of all of those other units sharing the common stack in accordance with the following formula:

$$\left[ \frac{\sum_{j=1}^y Q_{u,j} \times HHV_{u,j}}{\sum_{i=1}^x \sum_{j=1}^y Q_{i,j} \times HHV_{i,j}} \right] \times E$$

where

**Q<sub>u,j</sub>** is the quantity of fuel type “j” combusted in that unit “u” during the calendar year, determined

**(a)** for a gaseous fuel, in the same manner as the one used in the determination of V<sub>f</sub> in the

**(E)** la norme 2261-13 de la Gas Processors Association intitulée *Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*,

**(ii)** soit à l’aide d’un instrument de mesure directe qui détermine le pouvoir calorifique supérieur du combustible en cause, mais s’il ne détermine que le pouvoir calorifique inférieur, celui-ci est converti en pouvoir calorifique supérieur;

**b)** dans le cas des combustibles liquides :

**(i)** s’agissant d’huiles et de dérivés de matières résiduelles, conformément à l’une ou l’autre des normes suivantes :

**(A)** la norme ASTM D240-17 intitulée *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter*,

**(B)** la norme ASTM D4809-13 intitulée *Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)*,

**(ii)** s’agissant d’autres combustibles liquides, conformément à la norme ASTM applicable au type de combustible en cause qui permet d’en mesurer le pouvoir calorifique supérieur ou, en l’absence d’une telle norme, conformément à toute méthode applicable qui est reconnue à l’échelle internationale.

**Plusieurs SMECE par groupe**

**15 (1)** Pour l’application des articles 13 et 14, la quantité totale d’émissions de CO<sub>2</sub> du groupe doté de plusieurs SMECE équivaut à la somme des quantités d’émissions de CO<sub>2</sub> mesurées pour chaque SMECE.

**Plusieurs groupes utilisant une cheminée commune**

**(2)** Si le groupe est situé à une installation où sont situés un ou plusieurs autres groupes et un SMECE est utilisé pour mesurer les émissions de ce groupe et d’autres groupes au point de rejet d’une cheminée commune plutôt qu’au conduit d’évacuation de chacun de ces groupes vers la cheminée commune, la quantité d’émissions attribuable au groupe en cause est calculée en fonction de la proportion de l’apport de chaleur du groupe en cause par rapport à celui de l’ensemble des groupes qui utilisent une cheminée commune, selon la formule suivante :

$$\left[ \frac{\sum_{j=1}^y Q_{g,j} \times HHV_{g,j}}{\sum_{i=1}^x \sum_{j=1}^y Q_{i,j} \times HHV_{i,j}} \right] \times E$$

où :

**Q<sub>g,j</sub>** représente la quantité de combustible fossile de type « j » brûlé par le groupe en cause « g » au cours de l’année civile en cause, déterminée :

**a)** pour un combustible gazeux, de la même façon que la variable V<sub>c</sub> dans la formule prévue

formula set out in paragraph 18(1)(a) and expressed in standard  $m^3$ ,

**(b)** for a liquid fuel, in the same manner as the one used in the determination of  $V_f$  in the formula set out in paragraph 18(1)(b) and expressed in kL, and

**(c)** for a solid fuel, in the same manner as the one used in the determination of  $M_f$  in the formula set out in paragraph 18(1)(c) and expressed in tonnes;

**HHV<sub>u,j</sub>** is the higher heating value for each fossil fuel type “j” that is combusted in that unit “u” that is measured in accordance with subsection 14(3), or in the absence of a measured higher heating value, the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 2, for the fuel type, as set out in column 1.

**j** is the  $j^{\text{th}}$  fuel type combusted during the calendar year in a unit where “j” goes from the number 1 to  $y$  and where  $y$  is the number of those fuel types;

**Q<sub>i,j</sub>** the quantity of fuel type “j” combusted in each unit “i” during the calendar year, determined for a gaseous fuel, a liquid fuel and a solid fuel, respectively, in the manner set out in the description of  $Q_{ij}$ ;

**HHV<sub>i,j</sub>** is the higher heating value for each fossil fuel type “j” that is combusted in that unit “i” that is measured in accordance with subsection 14(3), or in the absence of a measured higher heating value, the default higher heating value, set out in column 2 of Schedule 2, for the fuel type, as set out in column 1.

**i** is the  $i^{\text{th}}$  unit, where “i” goes from the number 1 to  $x$ , and where  $x$  is the number of units that share a common stack; and

**E** is the quantity of  $CO_2$  emissions, expressed in tonnes, from the combustion of all fuels in all the units that share a common stack during the calendar year, measured by a CEMS at the common stack, and calculated in accordance with sections 7.1 to 7.7 of the Reference Method.

#### If using a CEMS

**16 (1)** A responsible person who uses a CEMS must ensure compliance with the Reference Method.

#### Auditor’s report

**(2)** For each calendar year during which the responsible person used a CEMS, they must obtain a report, signed by the auditor, that contains the information required by Schedule 3 and send it to the Minister with the report referred to in section 21.

à l’alinéa 18(1)a), cette quantité étant exprimée en  $m^3$  normalisés,

**b)** pour un combustible liquide, de la même façon que la variable  $V_c$  dans la formule prévue à l’alinéa 18(1)b), cette quantité étant exprimée en kL,

**c)** pour un combustible solide, de la même façon que la variable  $M_c$  dans la formule prévue à l’alinéa 18(1)c), cette quantité étant exprimée en tonnes;

**HHV<sub>g,j</sub>** le pouvoir calorifique supérieur pour chaque type de combustible fossile de type « j » brûlé par le groupe en cause « g » est celui déterminé conformément au paragraphe 14(3) ou, à défaut, celui mentionné à la colonne 2 de l’annexe 2 pour le type de combustible visé à la colonne 1;

**j** le  $j^{\text{e}}$  type de combustible brûlé au cours de l’année civile en cause par le groupe, où « j » est équivalent au chiffre 1 à  $y$ , et  $y$  est équivalent au nombre de types de combustible;

**Q<sub>i,j</sub>** la quantité de combustible du type « j » brûlé par chaque groupe « i » au cours de l’année civile en cause, déterminée pour un combustible gazeux, un combustible liquide et un combustible solide, respectivement, de la manière prévue pour l’élément  $Q_{g,j}$ ;

**HHV<sub>i,j</sub>** le pouvoir calorifique supérieur pour chaque type de combustible fossile de type « j » brûlé par chaque groupe « i » est celui déterminé conformément au paragraphe 14(3) ou, à défaut, celui mentionné à la colonne 2 de l’annexe 2 pour le type de combustible visé à la colonne 1;

**i** le  $i^{\text{e}}$  groupe, où « i » est équivalent au chiffre 1 à  $x$  et  $x$  est équivalent au nombre de groupes qui utilisent la cheminée commune;

**E** la quantité, exprimée en tonnes, d’émissions de  $CO_2$  provenant de la combustion de tous les combustibles par tous les groupes qui utilisent la cheminée commune au cours de l’année civile en cause, mesurée par un SMECE installé à la cheminée commune, calculée conformément aux sections 7.1 à 7.7 de la Méthode de référence.

#### Utilisation d’un SMECE

**16 (1)** La personne responsable qui utilise un SMECE veille à ce que la Méthode de référence soit suivie.

#### Rapport du vérificateur

**(2)** Pour chaque année civile au cours de laquelle la personne responsable a utilisé un SMECE, elle obtient un rapport, signé par le vérificateur, comportant les renseignements énumérés à l’annexe 3 et le transmet au ministre avec le rapport visé à l’article 21.

## Fuel-based Method

### Quantification

**17** The quantity of CO<sub>2</sub> emissions resulting from the combustion of fossil fuels in a unit in a calendar year, that is not measured using a CEMS, is determined by the formula

$$\sum_{i=1}^n E_i + E_s$$

where

- i** is the *i*<sup>th</sup> fossil fuel type that is combusted in the calendar year in a unit, where “*i*” goes from the number 1 to *n* and where *n* is the number of those fossil fuel types;
- E<sub>i</sub>** is the quantity of CO<sub>2</sub> emissions that is attributable to the combustion of fossil fuels of type “*i*” in the unit in the calendar year, expressed in tonnes, as determined for that fuel type in accordance with section 18; and
- E<sub>s</sub>** is the quantity of CO<sub>2</sub> emissions that is released from the sorbent used to control the emission of sulphur dioxide from the unit in the calendar year, expressed in tonnes, as determined by the formula

$$S \times R \times (44/MM_s)$$

where

- S** is the quantity of sorbent material, such as calcium carbonate (CaCO<sub>3</sub>), expressed in tonnes,
- R** is the stoichiometric ratio, on a mole fraction basis, of CO<sub>2</sub> released on usage of 1 mole of sorbent material, which is equal to 1 if the sorbent material is CaCO<sub>3</sub>, and
- MM<sub>s</sub>** is the molecular mass of the sorbent material, which is equal to 100 if the sorbent material is CaCO<sub>3</sub>.

### Measured carbon content

**18 (1)** The quantity of CO<sub>2</sub> emissions, that is attributable to the combustion of a fossil fuel in a unit in a calendar year is determined by one of the following formulas, whichever applies:

- (a) for a gaseous fuel,

$$V_f \times CC_A \times (MM_A/MV_{cf}) \times 3.664 \times 0.001$$

where

- V<sub>f</sub>** is the volume of the fuel combusted in the calendar year, determined using flow meters, expressed in standard m<sup>3</sup>,

## Quantification fondée sur le combustible brûlé

### Quantification

**17** La quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles fossiles par un groupe, au cours d'une année civile, qui n'est pas déterminée à l'aide d'une SMECE est calculée selon la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^n E_i + E_s$$

où :

- i** représente le *i*<sup>e</sup> type de combustible fossile brûlé par le groupe au cours de l'année civile, où « *i* » est équivalent au chiffre 1 à *n* et *n* est équivalent au nombre de types de combustibles fossiles brûlés;
- E<sub>i</sub>** la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub>, exprimée en tonnes, qui est attribuable à la combustion de combustibles fossiles de type « *i* » par le groupe au cours de l'année civile et est calculée selon le type de combustible conformément à l'article 18;
- E<sub>s</sub>** la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub>, exprimée en tonnes, qui provient du sorbant utilisé pour contrôler les émissions de dioxyde de soufre par le groupe au cours de l'année civile et calculée selon la formule suivante :

$$S \times R \times (44/MM_s)$$

où :

- S** représente la quantité de sorbant — notamment carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>) —, exprimée en tonnes,
- R** le rapport stœchiométrique — selon la fraction molaire — de CO<sub>2</sub> attribuable à une mole de sorbant, lequel est 1 si le sorbant est du CaCO<sub>3</sub>,
- MM<sub>s</sub>** la masse moléculaire du sorbant, laquelle est 100 si le sorbant est du CaCO<sub>3</sub>.

### Contenu en carbone mesuré

**18 (1)** La quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> qui est attribuable à la combustion d'un combustible fossile par le groupe au cours d'une année civile est calculée selon celle des formules ci-après qui s'applique :

- a) dans le cas de combustibles gazeux :

$$V_c \times CC_M \times (MM_M/MV_{fc}) \times 3.664 \times 0.001$$

où :

- V<sub>c</sub>** représente le volume du combustible brûlé au cours de l'année civile, exprimé en m<sup>3</sup> normalisés, déterminé à l'aide de débitmètres,

**CC<sub>A</sub>** is the weighted average of the carbon content of the fuel, determined in accordance with subsection (2), expressed in kg of carbon per kg of the fuel,

**MM<sub>A</sub>** is the average molecular mass of the fuel, determined based on fuel samples taken in accordance with section 19, expressed in kg per kg-mole of the fuel, and

**MV<sub>cf</sub>** is the molar volume conversion factor of 23.645 standard m<sup>3</sup> per kg-mole of the fuel at standard conditions;

(b) for a liquid fuel,

$$V_f \times CC_A \times 3.664$$

where

**V<sub>f</sub>** is the volume of the fuel combusted in the calendar year, determined using flow meters, expressed in kL, and

**CC<sub>A</sub>** is the weighted average of the carbon content of the fuel, determined in accordance with subsection (2), at the same temperature as that used in the determination of **V<sub>f</sub>**, expressed in tonnes of carbon per kL of the fuel; and

(c) for a solid fuel,

$$M_f \times CC_A \times 3.664$$

where

**M<sub>f</sub>** is the mass of the fuel combusted in the calendar year, determined, as the case may be, on a wet or dry basis using a measuring device, expressed in tonnes, and

**CC<sub>A</sub>** is the weighted average of the carbon content of the fuel, determined in accordance with subsection (2), on the same wet or dry basis as that used in the determination of **M<sub>f</sub>**, expressed in kg of carbon per kg of the fuel.

### Weighted average

(2) The weighted average “CC<sub>A</sub>” referred to in paragraphs (1)(a) to (c) is based on fuel samples taken in accordance with section 19, determined by the formula

$$\frac{\sum_{i=1}^n CC_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

where

**CC<sub>i</sub>** is the carbon content of each sample or composite sample, as the case may be, of the fuel for the *i*<sup>th</sup> sampling period, expressed for gaseous fuels, liquid fuels and solid fuels, respectively, in the same unit of measure as that set out in **CC<sub>A</sub>**, as provided by the supplier of the fuel to the responsible person or, if not so

**CC<sub>M</sub>** la moyenne pondérée du contenu en carbone du combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible, calculée conformément au paragraphe (2),

**MM<sub>M</sub>** la masse moléculaire moyenne du combustible, exprimée en kg par kg-mole de combustible, déterminée à partir des échantillons de combustible prélevés conformément à l'article 19,

**MV<sub>fc</sub>** le facteur de conversion du volume molaire, soit 23,645 m<sup>3</sup> normalisés par kg-mole de combustible dans des conditions normales;

b) dans le cas de combustibles liquides :

$$V_c \times CC_M \times 3,664$$

où :

**V<sub>c</sub>** représente le volume du combustible brûlé au cours de l'année civile, exprimé en kL, déterminé à l'aide de débitmètres,

**CC<sub>M</sub>** la moyenne pondérée du contenu en carbone du combustible, exprimée en tonnes de carbone par kL de combustible, calculée conformément au paragraphe (2), à la même température que celle choisie pour déterminer **V<sub>c</sub>**;

c) dans le cas de combustibles solides :

$$M_c \times CC_M \times 3,664$$

où :

**M<sub>c</sub>** représente la masse du combustible brûlé au cours de l'année civile, déterminée, selon le cas, sur une base sèche ou humide, à l'aide d'un instrument de mesure et exprimée en tonnes,

**CC<sub>M</sub>** la moyenne pondérée du contenu en carbone du combustible, exprimée en kg de carbone par kg de combustible, calculée conformément au paragraphe (2), sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer l'élément **M<sub>c</sub>**.

### Moyenne pondérée

(2) La moyenne pondérée « CC<sub>M</sub> » visée aux alinéas (1)a) à c) est calculée à partir d'échantillons de combustible prélevés conformément à l'article 19, selon la formule suivante :

$$\frac{\sum_{i=1}^n CC_i \times Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

où :

**CC<sub>i</sub>** représente le contenu en carbone de chaque échantillon ou échantillon composite, selon le cas, de combustible pour la *i*<sup>e</sup> période d'échantillonnage, exprimé pour un combustible gazeux, liquide et solide, respectivement, selon la même unité de mesure que celle

provided, as determined by the responsible person, and measured

**(a)** for a gaseous fuel,

**(i)** in accordance with whichever of the following standards for the measurement of the carbon content of the fuel that applies:

**(A)** ASTM D1945-14, entitled *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*,

**(B)** ASTM UOP539-12, entitled *Refinery Gas Analysis by Gas Chromatography*,

**(C)** ASTM D7833-14, entitled *Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons and Non-Hydrocarbon Gases in Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*, and

**(D)** API Technical Report 2572, 1st edition, published in May 2013 and entitled *Carbon Content, Sampling, and Calculation*, or

**(ii)** by means of a direct measuring device that measures the carbon content of the fuel,

**(b)** for a liquid fuel, in accordance with whichever of the following standards or methods for the measurement of the carbon content of the fuel that applies:

**(i)** API Technical Report 2572, 1st edition, published in May 2013 and entitled *Carbon Content, Sampling, and Calculation*,

**(ii)** ASTM D5291-16, entitled *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*,

**(iii)** the ASTM standard that applies to the type of fuel, or

**(iv)** if no ASTM standard applies, an applicable internationally recognized method, and

**(c)** for a solid fuel, on the same wet or dry basis as that used in the determination of  $CC_A$ , in accordance with,

**(i)** for a solid fuel derived from waste, ASTM E777-08, entitled *Standard Test Method for Carbon and Hydrogen in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*, and

**(ii)** for any other solid fuel, the following standard or method for the measurement of the carbon content of the fuel:

**(A)** the ASTM standard that applies to the type of fuel, and

**(B)** if no ASTM standard applies, an applicable internationally recognized method;

mentionnée pour l'élément  $CC_M$ , et fourni à la personne responsable par le fournisseur du combustible ou, s'il ne l'est pas, celui établi par la personne responsable — ce contenu étant déterminé :

**a)** dans le cas des combustibles gazeux :

**(i)** soit conformément à l'une des normes applicables ci-après qui permet d'en mesurer le contenu en carbone :

**(A)** la norme ASTM D1945-14 intitulée *Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*,

**(B)** la norme ASTM UOP539-12 intitulée *Refinery Gas Analysis by Gas Chromatography*,

**(C)** la norme ASTM D7833-14 intitulée *Standard Test Method for Determination of Hydrocarbons and Non-Hydrocarbon Gases in Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*,

**(D)** le document intitulé API Technical Report 2572, *Carbon Content, Sampling, and Calculation*, 1<sup>re</sup> édition, publié en mai 2013,

**(ii)** soit à l'aide d'un instrument de mesure directe qui détermine le contenu en carbone du combustible,

**b)** dans le cas des combustibles liquides, conformément à l'une des normes ou méthodes applicables ci-après qui permet d'en mesurer le contenu en carbone :

**(i)** le document intitulé API Technical Report 2572, *Carbon Content, Sampling, and Calculation*, 1<sup>re</sup> édition, publié en mai 2013,

**(ii)** la norme ASTM D5291-16 intitulée *Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants*,

**(iii)** la norme ASTM applicable au type de combustible,

**(iv)** en l'absence d'une norme ASTM, toute méthode applicable qui est reconnue à l'échelle internationale,

**c)** dans le cas des combustibles solides, sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer l'élément  $CC_M$  et :

**(i)** s'agissant de combustibles solides dérivés de déchets, conformément à la norme ASTM E777-08 intitulée *Standard Test Method for Carbon and Hydrogen in the Analysis Sample of Refuse-Derived Fuel*,

**(ii)** s'agissant d'autres combustibles solides, conformément à la norme ou méthode

- i** is the  $i^{\text{th}}$  sampling period that is referred to in section 19, where “ $i$ ” goes from the number 1 to  $n$  and where  $n$  is the number of those sampling periods; and
- Q<sub>i</sub>** is the volume or mass, as the case may be, of the fuel combusted during the  $i^{\text{th}}$  sampling period, expressed
- (a)** in standard  $\text{m}^3$ , for a gaseous fuel,
  - (b)** in kL, for a liquid fuel, and
  - (c)** in tonnes, for a solid fuel, on the same wet or dry basis as that used in the determination of  $\text{CC}_A$ .

ci-après qui permet d’en mesurer le contenu en carbone :

- (A)** la norme ASTM applicable au type de combustible,
  - (B)** en l’absence d’une telle norme, toute méthode applicable qui est reconnue à l’échelle internationale;
- i** la  $i^{\text{e}}$  période d’échantillonnage visée à l’article 19 où «  $i$  » est équivalent au chiffre 1 à  $n$  et  $n$  est équivalent au nombre de ces périodes d’échantillonnage;
- Q<sub>i</sub>** le volume ou la masse, selon le cas, du combustible brûlé au cours de la  $i^{\text{e}}$  période d’échantillonnage, exprimé :
- a)** en  $\text{m}^3$  normalisés, pour les combustibles gazeux,
  - b)** en kL, pour les combustibles liquides,
  - c)** en tonnes, pour les combustibles solides, sur la même base sèche ou humide que celle choisie pour déterminer l’élément  $\text{CC}_M$ .

## Sampling and Missing Data

### Sampling

**19 (1)** The determination of the value of the elements related to carbon content referred to in section 18 must be based on fuel samples taken in accordance with this section.

### Frequency

**(2)** Each fuel sample must be taken at a time and location in the fuel handling system of the facility that provides the following representative samples of the fuel combusted at the applicable minimum frequency:

**(a)** for natural gas, during each sampling period consisting of each year that the unit generates electricity or produces useful thermal energy, two samples taken that year, with each of those samples being taken at least four months after any previous sample has been taken, in accordance with whichever of the following standard that applies:

**(i)** ASTM D4057-12, entitled *Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*,

**(ii)** ASTM D4177-16e1, entitled *Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products*,

**(iii)** ASTM D5287-08(2015), entitled *Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuels*, and

## Échantillonnage et données manquantes

### Échantillonnage

**19 (1)** La valeur des éléments relatifs au contenu en carbone visés à l’article 18 est déterminée à partir d’échantillons de combustible prélevés conformément au présent article.

### Fréquence

**(2)** Chaque prélèvement est effectué à un moment et à un point du système de manutention du combustible de l’installation permettant de fournir les échantillons représentatifs ci-après du combustible brûlé, à la fréquence minimale applicable :

**a)** s’il s’agit de gaz naturel, durant chaque période d’échantillonnage correspondant à chaque année au cours de laquelle le groupe produit de l’électricité ou de l’énergie thermique utile, deux échantillons prélevés cette année-là, à au moins quatre mois d’intervalle, conformément à l’une des normes applicables suivantes :

**(i)** la norme ASTM D4057-12 intitulée *Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*,

**(ii)** la norme ASTM D4177-16e1 intitulée *Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products*,

**(iii)** la norme ASTM D5287-08(2015) intitulée *Standard Practice for Automatic Sampling of Gaseous Fuels*,

**(iv)** ASTM F307-13, entitled *Standard Practice for Sampling Pressurized Gas for Gas Analysis*;

**(b)** for refinery gas, during each sampling period consisting of each day that the unit generates electricity or produces useful thermal energy, one sample per day that is taken at least six hours after any previous sample has been taken, in accordance with any applicable standard referred to in paragraph (a);

**(c)** for a type of liquid fuel or of a gaseous fuel other than refinery gas and natural gas, during each sampling period consisting of each week that the unit generates electricity or produces useful thermal energy, one sample per week that is taken at least 72 hours after any previous sample has been taken, in accordance with any of the standards referred to in paragraph (a); and

**(d)** for a solid fuel, one composite sample per month that consists of sub-samples, each having the same mass, that are taken from the fuel that is fed for combustion during each week that begins in that month and during which the unit generates electricity or produces useful thermal energy, and after all fuel treatment operations have been carried out but before any mixing of the fuel from which the sub-sample is taken with other fuels, and at least 72 hours after any previous sub-sample has been taken.

#### Additional samples

**(3)** For greater certainty, the responsible person who, for the purposes of these Regulations, takes more samples than the minimum required under subsection (2) must make the determination referred to in subsection (1) based on each sample taken — and in the case of composite samples, each sub-sample taken — including those additional samples.

#### Significantly modified boiler units

**(4)** In the case of a boiler unit referred to in subsection 3(4), one fuel sample is required for the initial performance test and each subsequent performance test and it must be taken in accordance with one of the applicable standards set out in subparagraphs (2)(a)(i) to (iv).

#### Missing data

**20 (1)** Except in the case of an initial performance test or any subsequent performance test referred to in section 5, if, for any reason beyond the responsible person's control, the emission intensity referred to in subsection 4(1) or 4(2) cannot be determined in accordance with a formula set out in any of sections 11, 17 and 18 because data required to determine the value of an element of that formula is

**(iv)** la norme ASTM F307-13 intitulée *Standard Practice for Sampling Pressurized Gas for Gas Analysis*;

**b)** s'il s'agit de gaz de raffinerie, durant chaque période d'échantillonnage correspondant à chaque journée au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité ou de l'énergie thermique utile, un échantillon de gaz de raffinerie par journée, prélevé au moins six heures après l'échantillon précédant, conformément à l'une des normes applicables visées à l'alinéa a);

**c)** s'il s'agit d'un type de combustible liquide ou gazeux autre que du gaz de raffinerie ou du gaz naturel, durant chaque période d'échantillonnage correspondant à chaque semaine au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité ou de l'énergie thermique utile, un échantillon de combustible par semaine, prélevé au moins soixante-douze heures après l'échantillon précédant, conformément à l'une des normes visées à l'alinéa a);

**d)** s'il s'agit d'un combustible solide, un échantillon composite par mois établi à partir de sous-échantillons de même masse du combustible ayant servi à la combustion prélevés chaque semaine au cours de laquelle le groupe produit de l'électricité ou de l'énergie thermique utile et qui commence au cours du mois, après tout traitement du combustible, mais avant que celui-ci ne soit mélangé à d'autres combustibles, et à au moins soixante-douze heures d'intervalle.

#### Échantillons additionnels

**(3)** Il est entendu que la personne responsable qui préleve, pour l'application du présent règlement, plus d'échantillons que le nombre minimal prévu au paragraphe (2) tient compte de tous les échantillons ou, s'il s'agit d'échantillons composites, de tous les sous-échantillons prélevés dans le cadre de la détermination prévue au paragraphe (1).

#### Groupe à chaudière ayant subi des modifications majeures

**(4)** Dans le cas du groupe à chaudière visé au paragraphe 3(4), un échantillon de combustible est requis pour l'essai de rendement initial et pour chaque essai subséquent de rendement; cet échantillon est prélevé conformément aux normes applicables prévues aux sous-alinéas (2)a)(i) à (iv).

#### Données manquantes

**20 (1)** Sauf dans le cas de l'essai de rendement initial ou de l'essai subséquent visés à l'article 5, si, pour une raison indépendante de la volonté de la personne responsable, il manque, pour une période donnée d'une année civile, des données pour déterminer l'intensité des émissions visée aux paragraphes 4(1) ou (2), conformément aux formules prévues aux articles 11, 17 ou 18, des

missing for a given period in a calendar year, replacement data for that given period must be used to determine that value.

#### **Replacement data — CEMS**

**(2)** If a CEMS is used to determine the value of an element of a formula set out in section 17 but data is missing for a given period, the replacement data must be obtained in accordance with Section 3.5.2 of the Reference Method.

#### **Replacement data — fuel-based methods**

**(3)** If a fuel-based method is used to determine the value of any element — related to the carbon content or molecular mass of a fuel — of a formula set out in section 17 or 18 but data is missing for a given period, the replacement data is to be the average of the available data for that element, using the fuel-based method in question, during the equivalent period prior to and, if the data is available, subsequent to that given period. However, if no data is available for that element for the equivalent period prior to that given period, the replacement data to be used is the value determined for that element, using the fuel-based method in question, during the equivalent period subsequent to the given period.

#### **Replacement data — multiple periods**

**(4)** Replacement data may be used in relation to a maximum of 28 days in a calendar year.

## **Reporting, Sending, Recording and Retaining Information**

### **Annual reports**

**21 (1)** A responsible person for a unit must send one of the following reports, to the Minister on or before the June 1 that follows the calendar year that is the subject of the report:

**(a)** a report containing the information set out in Schedule 1 in respect of each calendar year in which the unit meets the conditions set out in subsection 3(1) or (2), as the case may be;

**(b)** a short report containing the information referred to in sections 1 and 2, except paragraph 2(h), of Schedule 1 in respect of each calendar year in which the unit no longer meets one of the conditions referred to in subsection 3(1) or (2), as the case may be.

données de remplacement, établies pour cette période, sont utilisées à cette fin.

#### **Données de remplacement — SMECE**

**(2)** Dans le cas où le SMECE est utilisé pour déterminer un quelconque élément d'une formule prévue à l'article 17 et il manque une donnée pour une période donnée, la donnée de remplacement est obtenue conformément à la section 3.5.2 de la Méthode de référence.

#### **Données de remplacement — méthode fondée sur le combustible brûlé**

**(3)** Dans le cas où la méthode de quantification fondée sur le combustible brûlé est utilisée pour déterminer un quelconque élément d'une formule visée aux articles 17 ou 18 relatif au contenu en carbone ou à la masse moléculaire d'un combustible et il manque une donnée pour une période donnée, la donnée de remplacement correspond à la moyenne, établie à l'aide de la méthode en question, des données disponibles pour cet élément pour la période équivalente précédant la période en cause et, si les données sont disponibles, pour la période équivalente qui la suit. Toutefois, si aucune donnée n'est disponible pour cet élément pour la période équivalente précédant la période en cause, la donnée de remplacement est la valeur établie pour l'élément à l'aide de cette méthode pour la période équivalente qui suit cette période.

#### **Données de remplacement — plusieurs périodes données**

**(4)** Des données de remplacement ne peuvent être utilisées qu'à l'égard d'un maximum de vingt-huit jours d'une année civile.

## **Rapports, dossier et transmission et conservation des renseignements**

### **Rapports annuels**

**21 (1)** La personne responsable d'un groupe est tenue de transmettre au ministre l'un des rapports ci-après au plus tard le 1<sup>er</sup> juin suivant la fin de l'année civile en cause :

**a)** un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 1 à l'égard de chaque année civile au cours de laquelle le groupe remplit les conditions visées au paragraphe 3(1) ou (2), selon le cas;

**b)** un rapport abrégé comportant les renseignements visés aux articles 1 et 2 — à l'exception de l'alinéa 2h) — de l'annexe 1 à l'égard de toute année civile au cours de laquelle le groupe ne remplit plus l'une des conditions visées au paragraphe 3(1) ou (2), selon le cas.

**Permanent cessation of electricity generation**

**(2)** If a unit permanently ceases to generate electricity in a calendar year, a responsible person for the unit must so notify the Minister in writing not later than 60 days after the day on which the unit ceases generating electricity. A report is not necessary in respect of the calendar years following the calendar year in which the unit ceases generating electricity.

**Registration number**

**(3)** On receipt of a first report in respect of a unit referred to in paragraph (1)(a), the Minister must assign a registration number to the unit and inform the responsible person of that number.

**Change of information**

**(4)** If there is a change to the information referred to in section 1 of Schedule 1 that was provided in the most recent report, the responsible person must notify the Minister of the change in writing not later than 30 days after the day on which the change is made.

**Performance test reporting**

**22 (1)** A responsible person for a boiler unit referred to in subsection 3(4) must send, to the Minister, a report containing the information referred to in Schedule 4 in relation to the performance test identified in section 5 no later than 60 days after the performance test was conducted.

**Performance test verifier's report — initial test**

**(2)** In the case of a boiler unit referred to in subsection 3(4), the responsible person must obtain a report, signed by the performance test verifier, on the initial performance test, that contains the information referred to in Schedule 5 and send it to the Minister with their report referred to in subsection (1).

**Electronic report, notice and application**

**23 (1)** A report or notice that is required, or an application that is made, under these Regulations must be sent electronically in the form specified by the Minister and must bear the electronic signature of an authorized official of the responsible person.

**Paper report or notice**

**(2)** If the Minister has not specified an electronic form or if the person is unable to send the report, notice or application electronically in accordance with subsection (1) because of circumstances beyond the person's control, the report, notice or application must be sent on paper, in the form specified by the Minister, if applicable, and be signed by an authorized official of the responsible person.

**Cessation définitive de production d'électricité**

**(2)** Si le groupe cesse définitivement de produire de l'électricité au cours de l'année civile, la personne responsable est tenue de transmettre au ministre un avis écrit à cet égard au plus tard soixante jours après la date à laquelle le groupe cesse sa production. Il n'est pas nécessaire de transmettre un rapport à l'égard des années civiles suivant celle au cours de laquelle le groupe cesse sa production.

**Numéro d'enregistrement**

**(3)** À la réception du premier rapport visé à l'alinéa (1)a), le ministre assigne un numéro d'enregistrement au groupe et communique le numéro à la personne responsable.

**Modification des renseignements**

**(4)** La personne responsable avise par écrit le ministre de toute modification apportée aux renseignements visés à l'article 1 de l'annexe 1 ayant été fournis dans le rapport le plus récent et ce, dans les trente jours suivant le jour de la modification.

**Rapport sur l'essai de rendement**

**22 (1)** La personne responsable du groupe à chaudière visé par le paragraphe 3(4) est tenue de transmettre au ministre un rapport comportant les renseignements visés à l'annexe 4 relativement à l'essai de rendement visé à l'article 5 dans les soixante jours suivant la réalisation de l'essai de rendement.

**Rapport de vérification de l'essai de rendement initial**

**(2)** Dans le cas du groupe à chaudière visé par le paragraphe 3(4), la personne responsable obtient un rapport, signé par le vérificateur de l'essai de rendement, qui porte sur l'essai initial de rendement et qui comporte les renseignements prévus à l'annexe 5 et le transmet au ministre avec le rapport visé au paragraphe (1).

**Rapports, avis et demandes électroniques**

**23 (1)** Les rapports, avis et demandes visés par le présent règlement sont transmis électroniquement en la forme précisée par le ministre et portent la signature électronique de l'agent autorisé de la personne responsable.

**Support papier**

**(2)** Si le ministre n'a pas précisé de forme électronique au titre du paragraphe (1) ou si, en raison de circonstances indépendantes de sa volonté, la personne qui transmet le rapport ou l'avis ou qui présente la demande n'est pas en mesure de le faire conformément à ce paragraphe, elle transmet le rapport ou l'avis ou présente la demande sur support papier, signés par son agent autorisé, en la forme précisée par le ministre, le cas échéant.

**Maintain copy**

**24 (1)** A responsible person for a unit must make a record containing the following documents and information:

- (a)** any notice referred to in subsection 21(4) that was sent to the Minister along with supporting documents;
- (b)** any application referred to in subsection 7(3) or 8(2), whichever applies, along with supporting documents;
- (c)** every measurement and calculation used to determine the value of an element of a formula used, for the purposes of section 4 and, if applicable, section 5 along with supporting documents necessary to determine the value of those elements;
- (d)** an indication of which of the ASTM standards and methods referred to in the description of  $CC_i$  in subsection 18(2) were used to determine the value of  $CC_A$  in paragraph 18(1)(a), (b) or (c), as the case may be, or, for a sample of gaseous fuel, a statement that indicates that a direct measuring device was used to determine that value;
- (e)** information demonstrating that any meter referred to in section 11 complies with the requirements of the *Electricity and Gas Inspection Act* and the *Electricity and Gas Inspection Regulations*, including a certificate referred to in section 14 of that Act;
- (f)** information demonstrating that the installation, maintenance and calibration of the measuring devices referred to in subsection 9(1) were done in accordance with that subsection and subsection 9(2) and that the measuring devices used comply with subsection 9(3);
- (g)** supporting documents that confirm the CEMS certification under section 10;
- (h)** any document, record or information referred to in section 8 of the Reference Method, for each calendar year during which a responsible person used a CEMS;
- (i)** the results of the analysis of every sample taken in accordance with section 19;
- (j)** information demonstrating the unit capacity set out in the annual report;
- (k)** in the case of a unit that has a combustion engine that is temporarily installed for a period of 90 days or less as part of repair or maintenance,
  - (i)** evidence that the combustion engine underwent repairs or maintenance and that a replacement combustion engine was temporarily connected to the unit for the duration of the repairs or maintenance,

**Dossier**

**24 (1)** La personne responsable d'un groupe constitue un dossier contenant les renseignements et documents suivants :

- a)** tout avis visé au paragraphe 21(4) qui a été transmis au ministre, y compris les documents à l'appui;
- b)** toute demande visée au paragraphe 7(3) ou 8(2), selon le cas, y compris les documents à l'appui;
- c)** le relevé des mesures et la description des calculs effectués pour déterminer la valeur de chacun des éléments des formules utilisées pour l'application de l'article 4 et, s'il y a lieu, de l'article 5, ainsi que les documents à l'appui nécessaires pour déterminer la valeur des éléments de ces formules;
- d)** la mention de celles des normes ASTM ou des méthodes mentionnées dans la description de l'élément  $CC_i$  visé au paragraphe 18(2) qui ont été utilisées pour déterminer la valeur de l'élément  $CC_M$  visé, selon le cas, à l'alinéa 18(1)a), b) ou c) ou, dans le cas d'un combustible gazeux, l'indication qu'un instrument de mesure directe a été utilisé à cette fin;
- e)** les renseignements établissant que les compteurs visés à l'article 11 répondent aux exigences de la *Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz* et du *Règlement sur l'inspection de l'électricité et du gaz*, y compris le certificat visé à l'article 14 de cette loi;
- f)** les renseignements établissant que la mise en place, l'entretien et l'étalonnage visés au paragraphe 9(1) sont faits conformément à ce paragraphe et au paragraphe 9(2) et que les instruments de mesure utilisés sont conformes au paragraphe 9(3);
- g)** les pièces justificatives nécessaires pour confirmer l'homologation du SMECE aux termes de l'article 10;
- h)** à l'égard de chaque année civile au cours de laquelle la personne responsable utilise un SMECE, les renseignements et les documents visés à la section 8 de la *Méthode de référence*;
- i)** le résultat d'analyse de chaque échantillon prélevé conformément à l'article 19;
- j)** les renseignements établissant la capacité du groupe indiquée dans le rapport annuel;
- k)** s'agissant du groupe pour lequel un moteur à combustion de remplacement a été installé temporairement pour un maximum de quatre-vingt-dix jours dans le cadre de travaux de réparation ou d'entretien :
  - (i)** des preuves établissant que le moteur à combustion en cause a fait l'objet de travaux de réparation ou d'entretien et que, pendant la durée de ces

**(ii)** the number of days that a replacement combustion engine was connected to the unit, and

**(iii)** the number of days that the repairs or maintenance lasted;

**(l)** information demonstrating each combustion engine capacity set out in the annual report, the date that each combustion engine was installed and, in the case of a combustion engine with a capacity of 150 MW or less, information demonstrating that, if applicable, the combustion engine was installed to replace an engine, with a capacity of 150 MW or less, as part of repair or maintenance.

**(m)** any report referred to in section 22, along with supporting documents; and

travaux, un moteur à combustion de remplacement a été raccordé au groupe temporairement,

**(ii)** le nombre de jours pendant lesquels le moteur à combustion de remplacement a été raccordé au groupe,

**(iii)** le nombre de jours qu'ont duré les travaux;

**l)** les renseignements établissant la capacité de chaque moteur à combustion indiquée dans le rapport annuel, la date à laquelle chaque moteur a été installé et, s'il s'agit d'un moteur à combustion dont la capacité est de 150 MW ou moins, une mention portant, le cas échéant, que le moteur à combustion a été installé en remplacement d'un moteur d'une capacité de 150 MW ou moins dans le cadre de travaux de réparation ou d'entretien;

**m)** tout rapport visé à l'article 22, y compris les documents à l'appui.

### **30 days**

**(2)** The record referred to in subsection (1) must be made as soon as feasible but not later than 30 days after the day on which the information and documents to be included in it become available.

### **Retention of records and reports**

**25** A responsible person who is required under these Regulations to make a record or send a report or notice must keep the record or a copy of the report or notice, along with the supporting documents, at their principal place of business in Canada for at least seven years after they make the record or send the report or notice

### **Trente jours**

**(2)** Les renseignements et documents visés au paragraphe (1) sont consignés et versés au dossier dès que possible, mais au plus tard trente jours après la date où ils deviennent accessibles.

### **Conservation des renseignements et des rapports**

**25** La personne responsable tenue, en application du présent règlement, de constituer un dossier ou de transmettre un rapport ou un avis conserve les renseignements et documents en cause ou la copie du rapport ou de l'avis, ainsi que tout document à l'appui, à son établissement principal au Canada pendant au moins sept ans après avoir constitué le dossier ou avoir transmis le rapport ou l'avis.

## **Coming into Force**

### **Registration**

**26 (1)** Subject to subsection (2), these Regulations come into force on the day on which they are registered.

### **Deferred application**

**(2)** These Regulations become applicable to combustion engine units on the second anniversary of the day on which they are registered.

## **Entrée en vigueur**

### **Enregistrement**

**26 (1)** Sous réserve du paragraphe (2), le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

### **Application différée**

**(2)** À l'égard des groupes à moteur à combustion, le présent règlement ne s'applique qu'à compter du deuxième anniversaire de son enregistrement.

**SCHEDULE 1**

(Subsection 7(3), paragraphs 21(1)(a) and (b) and subsection 21(4))

## Annual Report — Information Required

**1** The following information respecting the responsible person:

- (a)** an indication of whether they are the owner or operator of the unit and their name and civic address;
- (b)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number of their authorized official; and
- (c)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number of a contact person, if different from the authorized official.

**2** The following information respecting the unit:

- (a)** for each responsible person for the unit, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any,
  - (i)** their name, title and civic address, and
  - (ii)** an indication of whether they are the owner or operator;
- (b)** the unit's name and civic address, if any;
- (c)** the unit's registration number, if any;
- (d)** the name of the facility where the unit is located;
- (e)** the facility's National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purposes of section 48 of the Act, if any;
- (f)** the unit's registration number, if any, assigned by the Minister under subsection 4(2) of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*;
- (g)** whether the unit is a boiler unit or a combustion engine unit;
- (h)** a process flow diagram that shows
  - (i)** the unit's major equipment that operates together to generate electricity and, if applicable, produce thermal energy, including boilers, combustion engines, duct burners and other combustion devices, heat recovery systems, steam turbines, generators and emission control devices,
  - (ii)** the unit boundaries used to identify the unit,
  - (iii)** the electric flows crossing the unit boundaries, and

**ANNEXE 1**

(paragraphe 7(3), alinéas 21(1)a) et b) et paragraphe 21(4))

## Rapport annuel — renseignements à fournir

**1** Renseignements sur la personne responsable :

- a)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant du groupe, ainsi que ses nom et adresse municipale;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si celle-ci n'est pas l'agent autorisé.

**2** Renseignements sur le groupe :

- a)** le cas échéant, à l'égard de chaque personne responsable du groupe autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a) :
  - (i)** ses nom, titre et adresse municipale,
  - (ii)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant;
- b)** le cas échéant, ses nom et adresse municipale;
- c)** le cas échéant, son numéro d'enregistrement;
- d)** le nom de l'installation où il est situé;
- e)** le cas échéant, le numéro d'identification attribué par le ministre à cette installation pour les besoins de l'inventaire national des rejets de polluants établi en application de l'article 48 de la Loi;
- f)** le cas échéant, le numéro d'enregistrement que lui a assigné le ministre en vertu du paragraphe 4(2) du *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*;
- g)** s'il s'agit d'un groupe à chaudière ou d'un groupe à moteur à combustion;
- h)** un schéma de procédé illustrant :
  - (i)** l'équipement principal du groupe qui produit de l'électricité et, le cas échéant, de l'énergie thermique, notamment les chaudières, moteurs à combustion, brûleurs de conduit ou autres dispositifs de combustion, systèmes de récupération de la chaleur, turbines à vapeur, générateurs ou dispositifs de contrôle des émissions,
  - (ii)** le périmètre utilisé pour identifier le groupe,

(iv) the heat streams crossing the unit boundaries and an indication of their average temperature, pressure and hourly mass flow rate;

(i) the unit's capacity;

(j) for each of the unit's combustion engines, the engine capacity and the date that each combustion engine was installed, and in the case of combustion engine with a capacity of 150 MW or less, information demonstrating that, if applicable, the combustion engine was installed to replace an engine, with a capacity of 150 MW or less, as part of repair or maintenance;

(k) the unit's potential electrical output, expressed in GWh;

(l) as the case may be,

(i) in the case of a combustion engine unit, the percentage of the unit's potential electrical output that is sold or distributed to the electric grid, and

(ii) in the case of a boiler unit, the quantity of electricity that is sold or distributed to the electric grid;

(m) the percentage of the unit's heat input that comes from natural gas, on average; and

(n) in the case of a boiler unit, the value of the unit's heat to electricity ratio.

**3** The following information respecting the emission intensity referred to in subsection 4(1) of these Regulations resulting from the combustion of fossil fuel in the unit during the calendar year:

(a) the emission intensity for the unit — that is, the ratio of the quantity of CO<sub>2</sub> emissions referred to in paragraph (c) to the quantity of energy referred to in subparagraph (b)(i) — expressed in tonnes per GWh;

(b) in respect of the quantity of energy produced by the unit,

(i) that quantity determined in accordance with section 11 of these Regulations, expressed in GWh,

(ii) the value determined for  $G$  and  $H_{pnet}$  in the formula set out in subsection 11(1) of these Regulations, expressed in GWh, and

(iii) the value determined for  $G_s$  and  $G_{ext}$  in the formula set out in subsection 11(2) of these Regulations, expressed in GWh;

(c) in respect of the quantity of CO<sub>2</sub> emissions from the combustion of fuels in the unit,

(i) if paragraph 12(a) of these Regulations applies, the result of the calculation made in accordance with

(iii) les flux électriques franchissant le périmètre du groupe

(iv) les flux calorifiques qui franchissent le périmètre du groupe et une indication de leur température, de leur pression et de de leur débit massique horaire moyens;

i) sa capacité;

j) pour chaque moteur à combustion du groupe, la capacité du moteur et la date à laquelle celui-ci a été installé et, s'il s'agit d'un moteur à combustion dont la capacité est de 150 MW ou moins, une mention portant que, le cas échéant, que le moteur à combustion a été installé en remplacement de moteurs d'une capacité de 150 MW ou moins dans le cadre de travaux de réparation ou d'entretien;

k) sa production potentielle d'électricité, exprimée en GWh;

l) selon le cas :

(i) s'il s'agit d'un groupe à moteur à combustion, le pourcentage de la production potentielle d'électricité vendue ou distribuée sur le réseau électrique,

(ii) s'il s'agit d'un groupe à chaudière, la quantité d'électricité vendue ou distribuée sur le réseau électrique;

m) le pourcentage, en moyenne, de l'apport de chaleur du groupe qui provient du gaz naturel;

n) s'il s'agit d'un groupe à chaudière, la valeur de son rapport chaleur-électricité.

**3** Renseignements sur l'intensité des émissions — visées au paragraphe 4(1) du présent règlement — provenant de la combustion de combustibles fossiles par le groupe au cours de l'année civile :

a) l'intensité des émissions provenant du groupe, soit la proportion de la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> mentionnée à l'alinéa c) par rapport à la quantité d'énergie mentionnée au sous-alinéa b)(i), exprimée en tonnes par GWh;

b) à l'égard de la quantité d'énergie produite par le groupe :

(i) le résultat du calcul effectué conformément à l'article 11 du présent règlement, exprimé en GWh,

(ii) les valeurs déterminées pour les éléments  $G$  et  $H_{pnette}$  de la formule prévue au paragraphe 11(1) du présent règlement, exprimées en GWh,

(iii) les valeurs déterminées pour les éléments  $G_p$  et  $G_{ext}$  de la formule prévue au paragraphe 11(2) du présent règlement, exprimées en GWh;

c) à l'égard de la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles par le groupe :

(i) dans le cas visé à l'alinéa 12a) du présent règlement, le résultat du calcul effectué conformément

sections 13 and 14 of these Regulations, expressed in tonnes, and

(ii) if paragraph 12(b) of these Regulations applies, the result of the calculation made in accordance with sections 17 and 18 of these Regulations, expressed in tonnes; and

(d) for each type of fuel combusted,

(i) the type and, if that type is biomass, an explanation of why that type is *biomass* as defined in subsection 2(1) of these Regulations, and

(ii) the quantity of fuel combusted.

4 The following information:

(a) in the case of a unit that is granted an exemption under paragraph 7(4)(a) of these Regulations, the duration of the emergency circumstance, such as the day in the calendar year on which the circumstance arose and the day in the calendar year on which it ceased; and

(b) in the case of a unit referred to in subsection 4(4) of these Regulations that is temporarily connected to one or more replacement combustion engines,

(i) the duration of the repairs or maintenance, such as the day in the calendar year on which the repairs or maintenance began and the day in the calendar year on which they ended, and

(ii) the reason why the replacement combustion engine was used.

5 A copy of the auditor's report referred to in subsection 16(2) of these Regulations.

6 The following information respecting the replacement data referred to in section 20 of these Regulations that were used for a given period during the calendar year, if applicable:

(a) the reason why data required to determine the value of an element of a formula referred to in section 11, 14 or 15 of these Regulations was not obtained and an explanation why that reason was beyond the responsible person's control;

(b) the element of the formula for which data was not obtained and the date of the day on which the data were not obtained and, if that data were not obtained for a period of several days, the dates of the days on which the period begins and ends; and

(c) the value determined for the element referred to in paragraph (b) using replacement data, along with details of that determination, including

(i) the data used to make that determination for each period of one or more days,

(ii) the method used to obtain that data, and

aux articles 13 et 14 du présent règlement, exprimé en tonnes,

(ii) dans le cas visé à l'alinéa 12b) du présent règlement, le résultat du calcul effectué conformément aux articles 17 et 18 du présent règlement, exprimé en tonnes;

d) à l'égard de chaque type de combustible brûlé :

(i) le type et, s'il s'agit de biomasse, une mention indiquant en quoi ce type est de la *biomasse* au sens du paragraphe 2(1) du présent règlement,

(ii) la quantité brûlée.

4 Renseignements à l'égard des éléments suivants :

a) s'il s'agit d'un groupe à l'égard duquel une exemption a été accordée au titre de l'alinéa 7(4)a) du présent règlement, la durée de la situation d'urgence, soit la date à laquelle la situation a débuté et celle à laquelle elle a pris fin, au cours de l'année civile;

b) s'il s'agit d'un groupe qui est visé au paragraphe 4(4) du présent règlement et qui est temporairement raccordé à un ou plusieurs moteurs à combustion de remplacement :

(i) au cours de l'année civile, la durée de la réparation ou l'entretien, soit la date à laquelle la réparation ou l'entretien a débuté et celle à laquelle il a pris fin,

(ii) la justification de l'utilisation d'un moteur à combustion de remplacement.

5 Une copie du rapport du vérificateur visé au paragraphe 16(2) du présent règlement.

6 Renseignements sur les données de remplacement visées à l'article 20 du présent règlement qui ont été utilisées pour une période donnée au cours de l'année civile, le cas échéant :

a) les raisons pour lesquelles les données nécessaires pour déterminer un élément visé à l'une des formules prévues aux articles 11, 14 ou 15 du présent règlement n'ont pas été obtenues et une explication établissant en quoi ces raisons sont indépendantes de la volonté de la personne responsable;

b) l'élément pour lequel les données n'ont pas été obtenues et la date du jour en cause et, s'il s'agit d'une période de plusieurs jours, la date du début de cette période et la date à laquelle elle a pris fin;

c) la valeur de l'élément visé à l'alinéa b) déterminée à l'aide de données de remplacement, et des précisions sur sa détermination, notamment :

(i) les données utilisées au cours de toute période d'un ou de plusieurs jours pour faire cette détermination,

(iii) in the case of a determination of the value of an element referred to in subsection 20(3) of these Regulations, a justification for the given period being used as the basis of that determination.

(ii) la méthode utilisée pour obtenir les données de remplacement,

(iii) dans le cas de la détermination d'un élément visé au paragraphe 20(3) du présent règlement, les raisons qui justifient toute période utilisée pour cette détermination.

## SCHEDULE 2

(Subsections 14(2) and 15(2))

### List of Fuels

Item	Column 1 Fuel type	Column 2 Default higher heating value (GJ/kL) <sup>2</sup>
1	Distillate fuel oil No. 1	38.78
2	Distillate fuel oil No. 2	38.50
3	Distillate fuel oil No. 4	40.73
4	Kerosene	37.68
5	Liquefied petroleum gases (LPG)	25.66
6	Propane (pure, not mixtures of LPGs) <sup>1</sup>	25.31
7	Propylene	25.39
8	Ethane	17.22
9	Ethylene	27.90
10	Isobutane	27.06
11	Isobutylene	28.73
12	Butane	28.44
13	Butylene	28.73
14	Natural gasoline	30.69
15	Motor gasoline	34.87
16	Aviation gasoline	33.52
17	Kerosene-type aviation	37.66
18	Pipeline quality natural gas	0.03793 <sup>2</sup>

<sup>1</sup> The default higher heating value and the default CO<sub>2</sub> emission factor for propane are only for pure gas propane. The product commercially sold as propane is to be considered LPG for the purpose of these Regulations.

<sup>2</sup> The default higher heating value for pipeline quality natural gas is expressed in GJ/standard m<sup>3</sup>

## ANNEXE 2

(paragaphes 14(2) et 15(2))

### Liste des combustibles

Article	Colonne 1 Type de combustible	Colonne 2 Pouvoir calorifique supérieur par défaut (GJ/kL) <sup>2</sup>
1	Mazout léger n° 1	38,78
2	Mazout léger n° 2	38,50
3	Mazout lourd n° 4	40,73
4	Kérosène	37,68
5	Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	25,66
6	Propane (pur, pas un mélange de GPL) <sup>1</sup>	25,31
7	Propylène	25,39
8	Éthane	17,22
9	Éthylène	27,90
10	Isobutane	27,06
11	Isobutylène	28,73
12	Butane	28,44
13	Butylène	28,73
14	Essence naturelle	30,69
15	Essence à moteur	34,87
16	Essence aviation	33,52
17	Kérosène type aviation	37,66
18	Gaz naturel de qualité pipeline	0,03793 <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Le pouvoir calorifique supérieur par défaut et le facteur d'émissions de CO<sub>2</sub> par défaut pour le propane s'appliquent uniquement au gaz propane pur. Pour l'application du présent règlement, les produits commerciaux vendus comme étant du propane sont réputés être du GPL.

<sup>2</sup> Le pouvoir calorifique supérieur par défaut pour le gaz naturel de qualité pipeline est exprimé en GJ/m<sup>3</sup> normalisés.

**SCHEDULE 3**

(Subsection 16(2))

**CEMS Auditor's Report —  
Information Required**

- 1** The name, civic address and telephone number of the responsible person.
- 2** The name, civic address, telephone number and qualifications of the auditor and, if any, the auditor's email address and fax number.
- 3** The procedures followed by the auditor to assess whether
  - (a)** the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in section 6.1 of the Reference Method; and
  - (b)** the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.
- 4** A statement of the auditor's opinion as to whether
  - (a)** the responsible person's use of the CEMS complied with the Quality Assurance/Quality Control manual referred to in Section 6.1 of the Reference Method; and
  - (b)** the responsible person complied with the Reference Method and the CEMS met the specifications set out in the Reference Method, in particular, in its sections 3 and 4.
- 5** A statement of the auditor's opinion as to whether the responsible person has ensured that the Quality Assurance/Quality Control manual has been updated in accordance with sections 6.1 and 6.5.2 of the Reference Method.

**SCHEDULE 4**

(Subsection 22(1))

**Performance Test Report —  
Information Required**

- 1** The following information respecting the responsible person:
  - (a)** an indication of whether they are the owner or operator of the unit and their name and civic address;
  - (b)** the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number of their authorized official; and

**ANNEXE 3**

(paragraphe 16(2))

**Rapport du vérificateur sur le  
SMECE — renseignements à  
fournir**

- 1** Les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne responsable.
- 2** Les nom, adresse municipale, numéro de téléphone et titres de compétence du vérificateur et, le cas échéant, son numéro de télécopieur et son adresse électronique.
- 3** Les procédures utilisées par le vérificateur pour évaluer :
  - a)** si l'utilisation du SMECE par la personne responsable était conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6.1 de la Méthode de référence;
  - b)** si la personne responsable a suivi la Méthode de référence et si le SMECE répondait aux spécifications qui y sont prévues, notamment aux sections 3 et 4.
- 4** Une attestation portant qu'à son avis :
  - a)** l'utilisation du SMECE par la personne responsable était conforme au manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité visé à la section 6.1 de la Méthode de référence;
  - b)** la personne responsable a suivi la Méthode de référence et le SMECE répondait aux spécifications qui y sont prévues, notamment aux sections 3 et 4.
- 5** Une attestation du vérificateur portant qu'à son avis la personne responsable a veillé à ce que le manuel d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité soit mis à jour conformément aux sections 6.1 et 6.5.2 de la Méthode de référence.

**ANNEXE 4**

(paragraphe 22(1))

**Rapport sur l'essai de  
rendement — renseignements  
à fournir**

- 1** Renseignements sur la personne responsable :
  - a)** une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant du groupe, ainsi que ses nom et adresse municipale;
  - b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;

(c) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, email address and fax number of a contact person, if different from the authorized official.

**2** The following information respecting the unit:

(a) for each responsible person for the unit, other than the responsible person mentioned in paragraph 1(a), if any,

(i) their name, title and civic address, and

(ii) an indication of whether they are the owner or operator;

(b) the unit's name and civic address, if any;

(c) the unit's registration number, if any;

(d) the name of the facility where the unit is located;

(e) the facility's National Pollutant Release Inventory identification number assigned by the Minister for the purposes of section 48 of the Act, if any;

(f) the unit's registration number, if any, assigned by the Minister under subsection 4(2) of the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*; and

(g) the unit's capacity.

**3** The following information respecting the emission intensity referred to in subsection 4(1) of these Regulations resulting from the combustion of fuel in the unit during the performance test period:

(a) the emission intensity for the unit — that is, the ratio of the quantity of CO<sub>2</sub> emissions referred to in paragraph (c) to the quantity of energy referred to in paragraph (b) — expressed in tonnes per GWh;

(b) in respect of the quantity of energy produced by the unit, the value determined for G<sub>s</sub>;

(c) in respect of the quantity of CO<sub>2</sub> emissions from the combustion of fuel in the unit,

(i) if paragraph 12(a) of these Regulations applies, the result of the calculation made in accordance with sections 13 and 14 of these Regulations, expressed in tonnes, or

(ii) if paragraph 12(b) of these Regulations applies, the result of the calculation made in accordance with sections 17 and 18 of these Regulations, expressed in tonnes; and

(d) in respect of each type of fuel combusted, the quantity combusted.

**4** The date the test was performed.

(c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si celle-ci n'est pas l'agent autorisé.

**2** Renseignements sur le groupe :

(a) le cas échéant, à l'égard de chaque personne responsable du groupe autre que celle mentionnée à l'alinéa 1a) :

(i) ses nom, titre et adresse municipale,

(ii) une mention portant qu'elle est le propriétaire ou l'exploitant;

(b) le cas échéant, ses nom et adresse municipale;

(c) le cas échéant, son numéro d'enregistrement;

(d) le nom de l'installation où il est situé;

(e) le cas échéant, le numéro d'identification attribué par le ministre à cette installation pour les besoins de l'inventaire national des rejets de polluants établi en application de l'article 48 de la Loi;

(f) le cas échéant, le numéro d'enregistrement que lui a assigné le ministre en vertu du paragraphe 4(2) du *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon*;

(g) sa capacité.

**3** Renseignements sur l'intensité des émissions — visées au paragraphe 4(1) du présent règlement — provenant de la combustion de combustibles par le groupe pendant l'essai de rendement :

(a) l'intensité des émissions provenant du groupe, soit la proportion de la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> mentionnée à l'alinéa c) par rapport à la quantité d'énergie mentionnée à l'alinéa b), exprimée en tonnes par GWh;

(b) à l'égard de la quantité d'énergie produite par le groupe, la valeur déterminée pour G<sub>p</sub>;

(c) à l'égard de la quantité d'émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de combustibles par le groupe :

(i) dans le cas visé à l'alinéa 12a) du présent règlement, le résultat du calcul effectué conformément aux articles 13 et 14 du présent règlement, exprimé en tonnes,

(ii) dans le cas visé à l'alinéa 12b) du présent règlement, le résultat du calcul effectué conformément aux articles 17 et 18 du présent règlement, exprimé en tonnes;

(d) à l'égard de chaque type de combustible brûlé, la quantité brûlée.

**4** La date à laquelle l'essai a été effectué.

**SCHEDULE 5**

(Subsection 22(2))

**Initial Performance Test  
Verifier's Report —  
Information Required**

- 1** The name, civic address and telephone number of the responsible person.
- 2** The name, civic address, telephone number and qualifications of the performance test verifier and, if any, the performance test verifier's email address and fax number.
- 3** The procedures followed by the performance test verifier to assess whether the performance test result was obtained in accordance with section 5 of these Regulations.
- 4** A statement of the performance test verifier's opinion as to whether the performance test result was obtained in accordance with section 5 of these Regulations.

[7-1-o]

**ANNEXE 5**

(paragraphe 22(2))

**Rapport du vérificateur de  
l'essai de rendement initial —  
renseignements à fournir**

- 1** Les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne responsable.
- 2** Les nom, adresse municipale, numéro de téléphone et titres de compétence du vérificateur de l'essai de rendement et, le cas échéant, son numéro de télécopieur et son adresse électronique.
- 3** Les procédures utilisées par le vérificateur de l'essai de rendement pour évaluer si le résultat de l'essai de rendement a été obtenu conformément à l'article 5 du présent règlement.
- 4** Une attestation portant qu'à son avis le résultat de l'essai de rendement a été obtenu conformément à l'article 5 du présent règlement.

[7-1-o]

## **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 603.

---

## **PROPOSED REGULATORY TEXT**

Notice is given, pursuant to subsection 332(1)<sup>a</sup> of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*<sup>b</sup>, that the Governor in Council proposes, pursuant to section 286.1<sup>c</sup> of that Act, 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 the Electricity and Combustion Division, Energy and Transportation Directorate, Department of the Environment, 351 Saint-Joseph Boulevard, 11th Floor, Gatineau, Quebec K1A 0H3 (fax: 819-938-4254; email: [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.ec@canada.ca)).

---

<sup>a</sup> S.C. 2004, c. 15, s. 31

<sup>b</sup> S.C. 1999, c. 33

<sup>c</sup> 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 603.

---

## **PROJET DE RÉGLEMENTATION**

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)<sup>a</sup> de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*<sup>b</sup>, que la gouverneure en conseil, en vertu de l'article 286.1<sup>c</sup> 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 la Division de l'électricité et de la combustion, Direction de l'énergie et des transports, ministère de l'Environnement, 351, boulevard Saint-Joseph, 11<sup>e</sup> étage, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (téléc. : 819-938-4254; courriel : [ec.electricite-electricity.ec@canada.ca](mailto:ec.electricite-electricity.ec@canada.ca)).

---

<sup>a</sup> L.C. 2004, ch. 15, art. 31

<sup>b</sup> L.C. 1999, ch. 33

<sup>c</sup> 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, January 10, 2018

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)*<sup>1</sup> is amended by adding the following in numerical order:

Item	Column 1 Regulations	Column 2 Provisions
33	<i>Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity</i>	(a) subsections 4(1) and 4(2)

### Coming into Force

2 These Regulations come into force on the day on which the *Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity* come into force, but if they are registered after that day, they come into force on the day on which they are registered.

[7-1-o]

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

Ottawa, le 10 janvier 2018

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)*<sup>1</sup> est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

Article	Colonne 1 Règlement	Colonne 2 Dispositions
33	<i>Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel</i>	a) paragraphes 4(1) et (2)

### Entrée en vigueur

2 Le présent règlement entre en vigueur à la date d'entrée en vigueur du *Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel* ou, si elle est postérieure, à la date de son enregistrement.

[7-1-o]

<sup>1</sup> SOR/2012-134

<sup>1</sup> DORS/2012-134

## INDEX

### COMMISSIONS

#### Canadian International Trade Tribunal

Determination	
Professional, administrative and management support services .....	515
Inquiries	
Communications, detection and fibre optics...	515
Graphic and web design services .....	516
Order	
Stainless steel sinks .....	517

#### Canadian Radio-television and Telecommunications Commission

Administrative decisions.....	518
Decisions .....	518
* Notice to interested parties.....	517
Part 1 applications .....	518

#### National Energy Board

Application to export electricity to the United States	
Algonquin Tinker Gen Co. ....	519

### GOVERNMENT NOTICES

#### Bank of Canada

Statement	
Statement of financial position as at December 31, 2017 .....	512

#### Environment, Dept. of the

Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Rescission of ministerial condition concerning carbonperoxyic acid, O,O-(1,1-dimethylpropyl) O-(2-ethylhexyl) ester, CAS RN 70833-40-8 .....	505
Species at Risk Act	
Description of critical habitat for the Sprague's Pipit and Swift Fox in the Prairie National Wildlife Area (unit number 11) .....	505

#### Environment, Dept. of the, and Parks Canada Agency

Species at Risk Act	
Description of Chestnut-collared Longspur critical habitat in the Prairie National Wildlife Area (unit number 11) and Grasslands National Park of Canada.....	507

### GOVERNMENT NOTICES — Continued

#### Innovation, Science and Economic Development Canada

Radiocommunication Act	
Notice No. SLPB-001-18 — Spectrum Licence Renewal Process for Advanced Wireless Services (AWS-1) and Other Spectrum in the 2 GHz Range.....	508

#### Privy Council Office

Appointment opportunities.....	509
--------------------------------	-----

### MISCELLANEOUS NOTICES

Tuplin, Barry Scott	
Plans deposited .....	521

### PARLIAMENT

#### House of Commons

* Filing applications for private bills (First Session, Forty-Second Parliament).....	514
---	-----

### 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) .....	659

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

Canadian Environmental Protection Act, 1999	
Order Adding Toxic Substances to Schedule 1 to the Canadian Environmental Protection Act, 1999.....	524
Prohibition of Asbestos and Asbestos Products Regulations ( <i>Erratum</i> ) .....	523
Regulations Amending the Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations .....	538
Regulations Limiting Carbon Dioxide Emissions from Natural Gas-fired Generation of Electricity.....	603

\* This notice was previously published.

## INDEX

### AVIS DIVERS

Tuplin, Barry Scott Dépôt de plans.....	521
--	-----

### AVIS DU GOUVERNEMENT

#### Banque du Canada

Bilan État de la situation financière au 31 décembre 2017.....	513
--	-----

<b>Conseil privé, Bureau du</b> Possibilités de nominations .....	509
--	-----

#### Environnement, min. de l'

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Annulation de la condition ministérielle concernant la substance peroxycarbonate de O-(2-éthylhexyle) et de O,O-tert-pentyle, NE CAS 70833-40-8 .....	505
---	-----

Loi sur les espèces en péril Description de l'habitat essentiel du Pipit de Sprague et du renard véloce dans la réserve nationale de faune des Prairies (partie numéro 11) .....	505
--	-----

#### Environnement, min. de l', et Agence Parcs Canada

Loi sur les espèces en péril Description de l'habitat essentiel du Bruant à ventre noir dans la réserve nationale de faune des Prairies (partie numéro 11) et le parc national des Prairies du Canada ....	507
--	-----

#### Innovation, Sciences et Développement économique Canada

Loi sur la radiocommunication Avis n° SLPB-001-18 — Processus de renouvellement de licences de spectre relatives aux services sans fil évolués (SSFE-1) et autre spectre dans la bande de 2 GHz .....	508
--	-----

### COMMISSIONS

#### Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes

* Avis aux intéressés.....	517
Décisions .....	518
Décisions administratives.....	518
Demandes de la partie 1 .....	518

### COMMISSIONS (suite)

#### Office national de l'énergie

Demande visant l'exportation d'électricité aux États-Unis Algonquin Tinker Gen Co. ....	519
---	-----

#### Tribunal canadien du commerce extérieur

Décision Services de soutien professionnel et administratif et services de soutien à la gestion .....	515
Enquêtes Communication, détection et fibres optiques.....	515
Services de graphisme et de conception Web.....	516
Ordonnance Éviers en acier inoxydable.....	517

### PARLEMENT

#### Chambre des communes

* Demandes introductives de projets de loi privés (Première session, quarante-deuxième législature) .....	514
---	-----

### 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) .....	659
---	-----

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

Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999).....	524
Règlement interdisant l'amiante et les produits contenant de l'amiante ( <i>Erratum</i> ) .....	523
Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel.....	603
Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon.....	538

\* Cet avis a déjà été publié.