

Canada Gazette

Part I



Gazette du Canada

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, NOVEMBER 9, 2024

OTTAWA, LE SAMEDI 9 NOVEMBRE 2024

Notice to Readers

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

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

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

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

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

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

Avis au lecteur

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

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

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

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

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

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

TABLE OF CONTENTS

Government notices	3227
Appointment opportunities	3251
Parliament	
House of Commons	3255
Bills assented to	3255
Commissions	3256
(agencies, boards and commissions)	
Miscellaneous notices	3259
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)	
Proposed regulations	3263
(including amendments to existing regulations)	
Index	3375

TABLE DES MATIÈRES

Avis du gouvernement	3227
Possibilités de nominations	3251
Parlement	
Chambre des communes	3255
Projets de loi sanctionnés	3255
Commissions	3256
(organismes, conseils et commissions)	
Avis divers	3259
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)	
Règlements projetés	3263
(y compris les modifications aux règlements existants)	
Index	3376

GOVERNMENT NOTICES

DEPARTMENT OF CITIZENSHIP AND IMMIGRATION

IMMIGRATION AND REFUGEE PROTECTION ACT

Ministerial Instructions for the Student Direct Stream Program

These Instructions are published in the *Canada Gazette* in accordance with subsection 87.3(6) of the *Immigration and Refugee Protection Act* (the Act).

These Instructions are given pursuant to section 87.3 of the Act by the Minister of Citizenship and Immigration (the Minister) as, in the opinion of the Minister, these Instructions will best support the attainment of the immigration goals established by the Government of Canada.

These Instructions are consistent with the objectives of the Act, as set out in section 3.

These Instructions are directed to officers who are charged with handling and/or reviewing certain applications for study permits, and establish conditions that must be met for these study permits to receive priority processing. For the purposes of these Instructions, “priority processing” refers to an expedited processing time for study permit applications meeting those conditions as compared to the regular study permit application processing time.

Considerations

Canada’s immigration objectives, as set out in section 3 of the Act, include the establishment of fair and efficient procedures to maintain the integrity of the Canadian immigration system.

The Student Direct Stream (SDS) was an optional program initiative under which study permit applicants could, if eligible, receive expedited study permit processing if their application was submitted before November 8, 2024, at 2:00 p.m., Eastern standard time (EST). This program has now ended.

Scope

These Instructions set out the conditions that study permit applications need to meet in order to be eligible to receive expedited processing under the SDS and apply to study permit applications submitted for expedited SDS

AVIS DU GOUVERNEMENT

MINISTÈRE DE LA CITOYENNETÉ ET DE L'IMMIGRATION

LOI SUR L'IMMIGRATION ET LA PROTECTION DES RÉFUGIÉS

Instructions ministérielles relatives au Volet direct pour les études

Les présentes instructions sont publiées dans la *Gazette du Canada* conformément au paragraphe 87.3(6) de la *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés* (la Loi).

Les présentes instructions sont données, en vertu de l'article 87.3 de la Loi, par le ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration (le ministre), car, selon le ministre, celles-ci sont la manière la plus susceptible de contribuer à atteindre les objectifs en matière d'immigration fixés par le gouvernement du Canada.

Les Instructions sont conformes aux objectifs énoncés à l'article 3 de la Loi.

Les présentes instructions s'adressent aux agents responsables de la manipulation et/ou de l'examen de certaines demandes de permis d'études, et elles établissent les conditions que doivent respecter ces demandes de permis d'études pour faire l'objet d'un traitement prioritaire. Aux fins des présentes instructions, le terme « traitement prioritaire » s'entend d'un délai de traitement des demandes de permis d'études remplissant les conditions qui est accéléré par rapport à celui prévu dans le cadre du processus régulier des demandes de permis d'études.

Facteurs à prendre en considération

Considérant que les objectifs du Canada en matière d'immigration, comme ils sont énoncés à l'article 3 de la Loi, comprennent la mise en place d'une procédure équitable et efficace qui préserve l'intégrité du système d'immigration canadien.

Le Volet direct pour les études (VDE) était un programme facultatif dans le cadre duquel les demandeurs de permis d'études pouvaient, s'ils étaient admissibles, bénéficier d'un traitement accéléré de leur demande de permis d'études si cette dernière était soumise avant le 8 novembre 2024, à 14 h, heure normale de l'Est (HNE). Ce programme a désormais pris fin.

Portée

Les présentes instructions précisent les conditions auxquelles doivent satisfaire les demandes de permis d'études pour pouvoir bénéficier d'un traitement accéléré dans le cadre du VDE et s'appliquent aux demandes de permis

processing eligibility on or before the date on which the Instructions take effect.

Any application received on or after November 8, 2024, 2:00 p.m., EST, will not be eligible to receive expedited processing under the SDS, as the program has ended. SDS-specific eligibility documents would no longer be required up front as of the effective date.

Instructions to process on a expedited basis certain study permit applications

Officers are instructed to no longer give expedited processing to study permit applications received under the SDS on or after 2:00 p.m., EST, on November 8, 2024, given that the program has ended. Individuals who submit a complete SDS application after this time will have their application processed under the regular Study Permit Stream.

All complete applications received prior to November 8, 2024, at 2:00 p.m., EST, will be processed in accordance with the provisions below, pursuant to subsection 87.3(3.1) of the Act;

Officers are instructed that study permit applications that meet the following conditions may receive expedited processing under the SDS.

Student Direct Stream

To be eligible for priority processing under the SDS, the study permit application must have been submitted before November 8, 2024, at 2:00 p.m., EST, and must have been made by an applicant who is a legal resident of Antigua and Barbuda, Brazil, China, Colombia, Costa Rica, India, Morocco, Pakistan, Peru, Philippines, Saint Vincent and the Grenadines, Senegal, Trinidad and Tobago, or Vietnam.

In addition, applicants must provide the following documentation at the time they present their study permit application:

- (1) An acceptance letter from a postsecondary designated learning institution, as per section 211.1 of the *Immigration and Refugee Protection Regulations* (IRPR);
- (2) Evidence that the tuition has been paid to the postsecondary designated learning institution referred to in provision (1) for the first year of study;
- (3) For applicants intending to study at a postsecondary designated learning institution outside Quebec, a

d'études soumises aux fins de traitement accéléré au titre du VDE à la date d'entrée en vigueur des Instructions ou à une date antérieure.

Toute demande reçue le 8 novembre 2024, à 14 h, HNE, ou à une date ultérieure, ne pourra pas bénéficier d'un traitement accéléré dans le cadre du VDE, car le programme a pris fin. Les documents d'admissibilité propres au VDE ne seraient plus demandés en début de processus à compter de la date d'entrée en vigueur.

Instructions sur le traitement accéléré de certaines demandes de permis d'études

Les agents ne doivent plus traiter de façon accélérée les demandes de permis d'études reçues dans le cadre du VDE à compter du 8 novembre 2024, à 14 h, HNE, étant donné que le programme a pris fin. Les personnes qui ont soumis une demande complète dans le cadre du VDE après cette date verront leur demande traitée dans le cadre du volet régulier des permis d'études.

Toutes les demandes complètes reçues avant le 8 novembre 2024, à 14 h, HNE, seront traitées conformément aux dispositions ci-après aux termes du paragraphe 87.3(3.1) de la Loi.

Les agents suivront désormais la consigne selon laquelle les demandes de permis d'études qui remplissent les conditions suivantes peuvent bénéficier d'un traitement accéléré dans le cadre du VDE.

Volet direct pour les études

Pour qu'une demande de permis d'études soit admissible au traitement prioritaire au titre du VDE, elle doit avoir été soumise avant le 8 novembre 2024, à 14 h, HNE, et présentée par un demandeur qui est un résident autorisé d'Antigua-et-Barbuda, du Brésil, de la Chine, de la Colombie, du Costa Rica, de l'Inde, du Maroc, du Pakistan, du Pérou, des Philippines, de Saint-Vincent-et-les-Grenadines, du Sénégal, de Trinité-et-Tobago ou du Vietnam.

De plus, le demandeur doit fournir les documents suivants au moment de présenter sa demande de permis d'études :

- (1) une lettre d'admission d'un établissement d'enseignement désigné de niveau postsecondaire, conformément à l'article 211.1 du *Règlement sur l'immigration et la protection des réfugiés* (RIPR);
- (2) une preuve attestant que les frais de scolarité ont été payés à l'établissement d'enseignement désigné de niveau postsecondaire mentionné à la disposition (1) pour la première année d'études;
- (3) Pour les candidats ayant l'intention d'étudier dans un établissement d'enseignement postsecondaire

Guaranteed Investment Certificate (GIC) that is equal to 75% of the low income cut off (LICO),

(a) For applicants intending to study at a postsecondary designated learning institution in Quebec, a Guaranteed Investment Certificate (GIC) equal to the amount set by Schedule C of the *Québec Immigration Regulation*;

(4) the results of a medical examination, as per section 29 of the IRPR;

(5) a police certificate;

(6) recent secondary or postsecondary school transcript(s);

(7) a language test result, as described in these Instructions;

(8) Applicants intending to study in Quebec must have a Québec Acceptance Certificate (CAQ) from the Ministère de l'Immigration, de la Francisation et de l'Intégration.

For the purposes of these Instructions, results from the following language tests are accepted:

1. Results of an evaluation from a designated language-testing organization using a general language test approved pursuant to subsection 74(3) of the IRPR: IELTS General, CELPIP General, TEF Canada and TCF Canada; with a score that is equivalent to a Canadian Language Benchmarks score of at least 7 for each of the four language abilities (speaking, listening, reading, and writing);
2. Results of an academic language test from a language-testing organization designated pursuant to subsection 74(3) of the IRPR: IELTS Academic (minimum overall score of 6), CAEL (minimum overall score of 60), Pearson PTE Academic (minimum overall score of 60), TEF - 5 épreuves (minimum overall score of 400) and TCF - tout public (minimum overall score of 400), with results from each of the four language abilities (speaking, listening, reading, and writing); or
3. Results from the academic language test from the Educational Testing Service (ETS): TOEFL iBT Test (minimum overall score of 83), with results from each of the four language abilities (speaking, listening, reading, and writing).

In addition, all above-noted tests must be taken in their in-person format to be accepted for the SDS. Online remotely proctored tests will not be accepted for the purposes of the SDS.

désigné à l'extérieur du Québec, un certificat de placement garanti (CPG) égal à 75 % du seuil de faible revenu (SFR),

a) Pour les candidats ayant l'intention d'étudier dans un établissement d'enseignement postsecondaire désigné au Québec, un certificat de placement garanti (CPG) égal au montant fixé par l'annexe C du *Règlement sur l'immigration au Québec*;

(4) le résultat d'une visite médicale, conformément à l'article 29 du RIPR;

(5) un certificat de police;

(6) des relevé(s) de notes récent(s) d'études secondaires ou postsecondaires;

(7) un résultat de tests d'évaluation linguistique, comme il est indiqué dans les présentes instructions;

(8) Les demandeurs qui comptent étudier au Québec doivent aussi fournir un Certificat d'acceptation du Québec (CAQ), délivré par le ministère de l'Immigration, de la Francisation et de l'Intégration.

Aux fins des présentes instructions, les résultats des tests d'évaluation linguistique suivants sont acceptés :

1. Résultats d'une évaluation réalisée par une organisation désignée chargée d'évaluer la compétence linguistique qui utilise un test d'évaluation linguistique général approuvé conformément au paragraphe 74(3) du RIPR : IELTS General, CELPIP General, TEF Canada et TCF Canada; et dont le résultat équivaut à un résultat d'au moins 7 sur l'échelle des Niveaux de compétence linguistique canadiens pour chaque compétence (expression de l'écrit et de l'oral, compréhension orale et écrite);
2. Résultats d'un examen de langue universitaire offert par une organisation d'évaluation linguistique désignée conformément au paragraphe 74(3) du RIPR : IELTS Academic (un score global d'au moins 6), CAEL (un score global d'au moins 60), Pearson PTE Academic (un score global d'au moins 60), TEF - 5 épreuves (un score global d'au moins 400) et TCF - tout public (un score global d'au moins 400), avec les résultats de chacune des quatre compétences linguistiques (expression de l'écrit et de l'oral, compréhension orale et écrite);
3. Résultats du test de langue universitaire du Educational Testing Service (ETS) : TOEFL iBT Test (un score global d'au moins 83), avec les résultats de chacune des quatre compétences linguistiques (expression de l'écrit et de l'oral, compréhension orale et écrite).

De plus, tous les tests susmentionnés doivent être faits selon le format en personne pour que les résultats soient acceptés au titre du VDE. Les résultats d'examens en ligne surveillés à distance ne seront pas acceptés aux fins du VDE.

EFFECTIVE DATE*Applications to be submitted with language test results*

These Instructions take effect November 8, 2024, at 2:00 p.m., EST.

Repeal

The following Instructions are repealed, effective November 8, 2024, at 2:00 p.m., EST: *Ministerial Instructions for the Student Direct Stream Program*, signed December 19, 2023.

Retention and dispositions

Applications received by the Department of Citizenship and Immigration on or after the Instructions take effect that do not meet the conditions set out in these Instructions will not receive priority processing.

October 10, 2024

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

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT**CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999***Notice of intent to amend the Domestic Substances List under subsection 87(3) of the Canadian Environmental Protection Act, 1999 to indicate that subsection 81(3) of that Act applies to four substances*

Whereas the four substances set out in this notice are specified on the *Domestic Substances List*;¹

Whereas the Minister of the Environment and the Minister of Health (the ministers) have conducted a screening assessment of each of the four substances under sections 68 and 74 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*,² as it read before the coming into force of the *Strengthening Environmental Protection for a Healthier Canada Act*;³

And whereas the ministers suspect that the information concerning a significant new activity in relation to any of the four substances set out in this notice may contribute to determining the circumstances in which any of the

DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR*Demandes devant être accompagnées de résultats de tests d'évaluation linguistique*

Les présentes instructions entrent en vigueur le 8 novembre 2024, à 14 h, HNE.

Abrogation

Les instructions suivantes sont abrogées à compter du 8 novembre 2024, à 14 h, HNE : *Instructions ministérielles relatives au Volet direct pour les études*, signées le 19 décembre 2023.

Conservation et élimination

Les demandes reçues par le ministère de la Citoyenneté et de l'Immigration à partir du jour de l'entrée en vigueur des Instructions qui ne répondent pas aux conditions prévues dans les présentes instructions ne feront pas l'objet d'un traitement prioritaire.

Le 10 octobre 2024

L'honorable Marc Miller, C.P., député
Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT**LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT (1999)***Avis d'intention de modifier la Liste intérieure en vertu du paragraphe 87(3) de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) pour indiquer que le paragraphe 81(3) de cette loi s'applique à quatre substances*

Attendu que les quatre substances énoncées dans cet avis sont inscrites sur la *Liste intérieure*;¹

Attendu que le ministre de l'Environnement et le ministre de la Santé (les ministres) ont effectué une évaluation préalable de ces quatre substances en vertu des articles 68 et 74 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*,² telle qu'elle se lisait avant l'entrée en vigueur de la *Loi sur le renforcement de la protection de l'environnement pour un Canada en santé*;³

Attendu que les ministres soupçonnent que des renseignements concernant une nouvelle activité mettant en cause ces quatre substances peuvent contribuer à déterminer dans quelles circonstances ces substances sont toxiques

¹ SOR/94-311

² S.C. 1999, c. 33

³ S.C. 2023, c. 12

¹ DORS/94-311

² L.C. 1999, ch. 33

³ L.C. 2023, ch. 12

substances are toxic or capable of becoming toxic within the meaning of section 64 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*,

Notice is hereby given that the Minister of the Environment intends to amend the *Domestic Substances List*, pursuant to subsection 87(3) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, to indicate that subsection 81(3) of that Act applies to any significant new activities relating to the four substances, as set out in this notice.

Public comment period

Any person may, within 60 days of publication of this notice, file with the Minister of the Environment comments with respect to this proposal. All comments must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice and can be submitted using the online reporting system available through [Environment and Climate Change Canada's Single Window](#), or be sent by mail to the Director, Regulatory Operations, Policy, and Emerging Sciences Division, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3, or by email to substances@ec.gc.ca.

The final screening assessment for the substances may be obtained from the [Canada.ca \(Chemical substances\) website](#).

In accordance with section 313 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, any person who provides information in response to this notice may submit with the information a request that it be treated as confidential. A request for confidentiality must indicate which specific information or data should be treated as confidential, and it must be submitted with reasons taking into account the criteria referred to in subsection 313(2) of the Act.

Marc D'Iorio

Assistant Deputy Minister
Science and Technology Branch
On behalf of the Minister of the Environment

Megan Nichols

Assistant Deputy Minister
Environmental Protection Branch
On behalf of the Minister of the Environment

ANNEX

1. Part 1 of the *Domestic Substances List* is proposed to be amended by deleting the following:

548-62-9

ou pourrait le devenir au sens de l'article 64 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*,

Avis est donné par les présentes que le ministre de l'Environnement a l'intention de modifier la *Liste intérieure* en vertu du paragraphe 87(3) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* pour indiquer que le paragraphe 81(3) de cette loi s'applique à toute nouvelle activité mettant en cause les quatre substances, conformément au présent avis.

Période de consultation publique

Toute personne peut, dans les 60 jours suivant la date de publication du présent avis, soumettre des commentaires au ministre de l'Environnement à l'égard de la présente proposition. Tous les commentaires doivent citer la Partie I de la *Gazette du Canada* ainsi que la date de publication du présent avis, et peuvent être envoyés au moyen du système de déclaration en ligne accessible par l'entremise du [Guichet unique d'Environnement et Changement climatique Canada](#) ou par la poste au Directeur, Division de la réglementation, des politiques et des sciences émergentes, Ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3, ou par courriel à l'adresse substances@ec.gc.ca.

L'évaluation préalable de ces substances peut être consultée à partir du [site Web Canada.ca \(Substances chimiques\)](#).

Conformément à l'article 313 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, quiconque fournit des renseignements en réponse au présent avis peut, en même temps, demander que les renseignements fournis soient considérés comme confidentiels. Une demande de confidentialité doit indiquer quels renseignements ou quelles données devraient être traités comme confidentiels et être motivée eu égard aux critères visés au paragraphe 313(2) de la Loi.

Le sous-ministre adjoint
Direction générale des sciences et de la technologie

Marc D'Iorio

Au nom du ministre de l'Environnement

La sous-ministre adjointe
Direction générale de la protection de l'environnement

Megan Nichols

Au nom du ministre de l'Environnement

ANNEXE

1. Il est proposé de modifier la partie 1 de la *Liste intérieure* par radiation de ce qui suit :

548-62-9

569-64-2
2390-59-2
2390-60-5

2. Part 2 of the List is proposed to be amended by adding the following in numerical order:

Column 1	Column 2
Substance	Significant New Activity for which substance is subject to subsection 81(3) of the Act
548-62-9 S' 2390-59-2 S' 2390-60-5 S'	<p>1. In relation to any substance in Column 1:</p> <p>(a) The use of the substance in the manufacture of a consumer product to which the <i>Canada Consumer Product Safety Act</i> applies if the product contains the substance at a concentration greater than 0.1% by weight, other than its use in the manufacture of the following products:</p> <p>(i) a component in commercial printing inks; or</p> <p>(ii) a dye in paper products.</p> <p>(b) The importation of the substance in any consumer product to which the <i>Canada Consumer Product Safety Act</i> applies that contains the substance at a concentration greater than 0.1% by weight if the total quantity imported in all such products in a calendar year is greater than 10 kg, other than its importation in the following products:</p> <p>(i) a component in commercial printing inks; or</p> <p>(ii) a dye in paper products.</p> <p>2. Despite section 1, an activity is not a significant new activity if</p> <p>(a) the substance is a <i>research and development substance</i> or a <i>site-limited intermediate substance</i>, as those terms are defined in subsection 1(1) of the <i>New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)</i>; or</p> <p>(b) the substance, or the product that contains the substance, is intended only for export.</p> <p>3. For each proposed significant new activity, the following information must be provided to the Minister at least 180 days before the day on which the significant new activity begins:</p> <p>(a) a description of the significant new activity in relation to the substance;</p> <p>(b) the anticipated annual quantity of the substance to be used or imported;</p> <p>(c) the information specified in items 3 to 6 and paragraphs 7(a) and (b) of Schedule 4 to the <i>New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)</i>;</p>

569-64-2
2390-59-2
2390-60-5

2. Il est proposé de modifier la partie 2 de la même liste par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

Colonne 1	Colonne 2
Substance	Nouvelle activité pour laquelle la substance est assujettie au paragraphe 81(3) de la Loi
548-62-9 S' 2390-59-2 S' 2390-60-5 S'	<p>1. À l'égard de toute substance dans la colonne 1 :</p> <p>a) L'utilisation de la substance dans la fabrication de tout produit de consommation visé par la <i>Loi canadienne sur la sécurité des produits de consommation</i>, lorsque sa concentration massique dans le produit est supérieure à 0,1 %, autre que son utilisation dans la fabrication des produits suivants :</p> <p>(i) un composant d'une encre d'impression commerciale,</p> <p>(ii) un colorant dans les produits de papier.</p> <p>b) L'importation de la substance dans tout produit de consommation visé par la <i>Loi canadienne sur la sécurité des produits de consommation</i>, lorsque sa concentration massique dans le produit est supérieure à 0,1 % et que la quantité totale importée dans l'ensemble des produits, au cours d'une année civile, est supérieure à 10 kg, autre que son importation dans les produits suivants :</p> <p>(i) un composant d'une encre d'impression commerciale,</p> <p>(ii) un colorant dans les produits de papier.</p> <p>2. Malgré l'article 1, l'activité ne constitue pas une nouvelle activité dans les cas suivants :</p> <p>a) la substance est <i>destinée à la recherche et au développement</i> au sens du paragraphe 1(1) du <i>Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)</i> ou elle est une substance <i>intermédiaire limitée au site</i>, au sens de ce même paragraphe;</p> <p>b) la substance — ou le produit qui en contient — est destinée uniquement à l'exportation.</p> <p>3. Pour chaque nouvelle activité proposée, les renseignements ci-après sont fournis au ministre au moins 180 jours avant le début de celle-ci :</p> <p>a) la description de la nouvelle activité relative à la substance;</p> <p>b) la quantité annuelle prévue de la substance devant être utilisée ou importée;</p> <p>c) les renseignements prévus aux articles 3 à 6 et aux alinéas 7a) et b) de l'annexe 4 du <i>Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)</i>;</p>

Column 1	Column 2	Colonne 1	Colonne 2
Substance	Significant New Activity for which substance is subject to subsection 81(3) of the Act	Substance	Nouvelle activité pour laquelle la substance est assujettie au paragraphe 81(3) de la Loi
	<p>(d) the information specified in paragraphs 2(d) to (f) and 8(f) and (g) of Schedule 5 of those Regulations;</p> <p>(e) a description of the consumer product that contains the substance, the intended use and method of application of that consumer product and the function of the substance in that consumer product;</p> <p>(f) the total quantity of the consumer product that contains the substance expected to be sold in Canada in a calendar year by the person proposing the significant new activity;</p> <p>(g) if known, the three sites in Canada where the greatest quantity of the substance is anticipated to be used or processed and the anticipated quantity by site;</p> <p>(h) all other information and test data in respect of the substance that are in the possession of the person proposing the significant new activity, or to which they may reasonably be expected to have access, and that permit the identification of the adverse effects that the substance may have on the environment and human health and the degree of environmental and public exposure to the substance;</p> <p>(i) the name of every government department or government agency, either outside or within Canada, to which the person proposing the significant new activity has provided information regarding the use of the substance and, if known, the department's or agency's file number and, if any, the outcome of the department's or agency's assessment and the risk management actions in relation to the substance imposed by the department or agency;</p> <p>(j) the name, civic and postal addresses, telephone number, and, if any, the fax number and email address of the person proposing the significant new activity and, if they are not resident in Canada, of the person resident in Canada who is authorized to act on their behalf; and</p> <p>(k) a certification that the information is accurate and complete, dated and signed by the person proposing the significant new activity if they are resident in Canada or, if not, by the person resident in Canada who is authorized to act on their behalf.</p>		<p>d) les renseignements prévus aux alinéas 2d) à f) et 8f) et g) de l'annexe 5 de ce règlement;</p> <p>e) une description du produit de consommation dans lequel la substance est présente, de l'utilisation et de la méthode d'application prévues de ce produit de consommation, ainsi que de la fonction de la substance dans le produit de consommation;</p> <p>f) la quantité totale du produit de consommation dans lequel la substance est présente que la personne qui propose la nouvelle activité prévoit vendre au Canada au cours d'une année civile;</p> <p>g) s'ils sont connus, les trois sites au Canada où la plus grande quantité de la substance devrait être utilisée ou transformée et la quantité estimée par site;</p> <p>h) les autres renseignements et données d'essai à l'égard de la substance dont dispose la personne proposant la nouvelle activité, ou auxquels elle peut normalement avoir accès, et qui permettent de déterminer les effets nocifs que la substance pourrait avoir sur l'environnement et la santé humaine de même que le degré d'exposition de l'environnement et du public à la substance;</p> <p>i) le nom de tout ministère ou organisme public, à l'étranger ou au Canada, à qui la personne proposant la nouvelle activité a fourni des renseignements relatifs à l'utilisation de la substance et, s'il est connu, le numéro de dossier attribué par le ministère ou l'organisme et, le cas échéant, les résultats de l'évaluation du ministère ou de l'organisme et les mesures de gestion des risques imposées par l'un ou l'autre à l'égard de la substance;</p> <p>j) le nom, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et, le cas échéant, le numéro de télécopieur et l'adresse courriel de la personne proposant la nouvelle activité et, si elle ne réside pas au Canada, de la personne qui réside au Canada qui est autorisée à agir en son nom;</p> <p>k) une attestation portant que les renseignements sont complets et exacts, qui est datée et signée par la personne qui propose la nouvelle activité, si elle réside au Canada ou, sinon, par la personne qui réside au Canada qui est autorisée à agir en son nom.</p>
4.	The information referred to in section 3 is to be assessed within 180 days after the day on which it is received by the Minister.	4.	Les renseignements visés à l'article 3 sont évalués dans les 180 jours suivant leur réception par le ministre.

Column 1	Column 2	Colonne 1	Colonne 2
Substance	Significant New Activity for which substance is subject to subsection 81(3) of the Act	Substance	Nouvelle activité pour laquelle la substance est assujettie au paragraphe 81(3) de la Loi
569-64-2 S'	<p>1. The use of the substance methanaminium, <i>N</i>-[4-[[4-(dimethylamino)phenyl]phenylmethylene]-2,5-cyclohexadien-1-ylidene]-<i>N</i>-methyl-, chloride in the manufacture of a consumer product to which the <i>Canada Consumer Product Safety Act</i> applies if the product contains the substance at a concentration greater than 0.1% by weight, other than its use in the manufacture of the following products:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) a component in commercial printing inks; (b) a dye in paper products; or (c) a product for treating water in any artificial aquatic environment, such as aquariums and ornamental ponds. <p>2. The importation of the substance methanaminium, <i>N</i>-[4-[[4-(dimethylamino)phenyl]phenylmethylene]-2,5-cyclohexadien-1-ylidene]-<i>N</i>-methyl-, chloride in any consumer product to which the <i>Canada Consumer Product Safety Act</i> applies that contains the substance at a concentration greater than 0.1% by weight if the total quantity imported in all such products in a calendar year is greater than 10 kg, other than its importation in the following products:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) a component in commercial printing inks; (b) a dye in paper products; or (c) a product for treating water in any artificial aquatic environment, such as aquariums and ornamental ponds. <p>3. Despite sections 1 and 2, an activity is not a significant new activity if</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) the substance is a <i>research and development substance</i> or a <i>site-limited intermediate substance</i>, as those terms are defined in subsection 1(1) of the <i>New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)</i>; or (b) the substance, or the product that contains the substance, is intended only for export. <p>4. For each proposed significant new activity, the following information must be provided to the Minister at least 180 days before the day on which the significant new activity begins:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) a description of the significant new activity in relation to the substance; (b) the anticipated annual quantity of the substance to be used or imported; (c) the information specified in items 3 to 6 and paragraphs 7(a) and (b) of Schedule 4 to the <i>New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)</i>; 	569-64-2 S'	<p>1. L'utilisation de la substance chlorure de [4-[α-[4-(diméthylamino)phényl]benzylidène]cyclohexa-2,5-diène-1-ylidène]diméthylammonium dans la fabrication de tout produit de consommation visé par la <i>Loi canadienne sur la sécurité des produits de consommation</i>, lorsque sa concentration massique dans le produit est supérieure à 0,1 %, autre que son utilisation dans la fabrication des produits suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) un composant d'une encre d'impression commerciale; b) un colorant dans les produits de papier; c) un produit pour assainir l'eau dans tout milieu aquatique artificiel, tel que les aquariums et les étangs décoratifs. <p>2. L'importation de la substance chlorure de [4-[α-[4-(diméthylamino)phényl]benzylidène]cyclohexa-2,5-diène-1-ylidène]diméthylammonium dans tout produit de consommation visé par la <i>Loi canadienne sur la sécurité des produits de consommation</i>, lorsque sa concentration massique dans le produit est supérieure à 0,1 % et que la quantité totale importée dans l'ensemble des produits, au cours d'une année civile, est supérieure à 10 kg, autre que son importation dans les produits suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) un composant d'une encre d'impression commerciale; b) un colorant dans les produits de papier; c) un produit pour assainir l'eau dans tout milieu aquatique artificiel, tel que les aquariums et les étangs décoratifs. <p>3. Malgré les articles 1 et 2, l'activité ne constitue pas une nouvelle activité dans les cas suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) la substance est <i>destinée à la recherche et au développement</i> au sens du paragraphe 1(1) du <i>Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)</i> ou elle est une substance <i>intermédiaire limitée au site</i>, au sens de ce même paragraphe; b) la substance — ou le produit qui en contient — est destinée uniquement à l'exportation. <p>4. Pour chaque nouvelle activité proposée, les renseignements ci-après sont fournis au ministre au moins 180 jours avant le début de celle-ci :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) la description de la nouvelle activité relative à la substance; b) la quantité annuelle prévue de la substance devant être utilisée ou importée; c) les renseignements prévus aux articles 3 à 6 et aux alinéas 7a) et b) de l'annexe 4 du <i>Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)</i>;

Column 1	Column 2
Substance	Significant New Activity for which substance is subject to subsection 81(3) of the Act
	<p>(d) the information specified in paragraphs 2(d) to (f) and 8(f) and (g) of Schedule 5 of those Regulations;</p> <p>(e) a description of the consumer product that contains the substance, the intended use and method of application of that consumer product and the function of the substance in that consumer product;</p> <p>(f) the total quantity of the consumer product that contains the substance expected to be sold in Canada in a calendar year by the person proposing the significant new activity;</p> <p>(g) if known, the three sites in Canada where the greatest quantity of the substance is anticipated to be used or processed and the anticipated quantity by site;</p> <p>(h) all other information and test data in respect of the substance that are in the possession of the person proposing the significant new activity, or to which they may reasonably be expected to have access, and that permit the identification of the adverse effects that the substance may have on the environment and human health and the degree of environmental and public exposure to the substance;</p> <p>(i) the name of every government department or government agency, either outside or within Canada, to which the person proposing the significant new activity has provided information regarding the use of the substance and, if known, the department's or agency's file number and, if any, the outcome of the department's or agency's assessment and the risk management actions in relation to the substance imposed by the department or agency;</p> <p>(j) the name, civic and postal addresses, telephone number, and, if any, the fax number and email address of the person proposing the significant new activity and, if they are not resident in Canada, of the person resident in Canada who is authorized to act on their behalf; and</p> <p>(k) a certification that the information is accurate and complete, dated and signed by the person proposing the significant new activity if they are resident in Canada or, if not, by the person resident in Canada who is authorized to act on their behalf.</p> <p>5. The information referred to in section 4 is to be assessed within 180 days after the day on which it is received by the Minister.</p>

COMING INTO FORCE

3. This Order would come into force on the day on which it is registered.

Colonne 1	Colonne 2
Substance	Nouvelle activité pour laquelle la substance est assujettie au paragraphe 81(3) de la Loi
	<p>d) les renseignements prévus aux alinéas 2d) à f) et 8f) et g) de l'annexe 5 de ce règlement;</p> <p>e) une description du produit de consommation dans lequel la substance est présente, de l'utilisation et de la méthode d'application prévues de ce produit de consommation, ainsi que de la fonction de la substance dans le produit de consommation;</p> <p>f) la quantité totale du produit de consommation que la personne qui propose la nouvelle activité prévoit vendre au Canada au cours d'une année civile;</p> <p>g) s'ils sont connus, les trois sites au Canada où la plus grande quantité de la substance devrait être utilisée ou transformée et la quantité estimée par site;</p> <p>h) les autres renseignements et données d'essai à l'égard de la substance dont dispose la personne proposant la nouvelle activité, ou auxquels elle peut normalement avoir accès, et qui permettent de déterminer les effets nocifs que la substance pourrait avoir sur l'environnement et la santé humaine de même que le degré d'exposition de l'environnement et du public à la substance;</p> <p>i) le nom de tout ministère ou organisme public, à l'étranger ou au Canada, à qui la personne proposant la nouvelle activité a fourni des renseignements relatifs à l'utilisation de la substance et, s'il est connu, le numéro de dossier attribué par le ministère ou l'organisme et, le cas échéant, les résultats de l'évaluation du ministère ou de l'organisme et les mesures de gestion des risques imposées par l'un ou l'autre à l'égard de la substance;</p> <p>j) le nom, les adresses municipale et postale, le numéro de téléphone et, le cas échéant, le numéro de télécopieur et l'adresse courriel de la personne proposant la nouvelle activité et, si elle ne réside pas au Canada, de la personne qui réside au Canada qui est autorisée à agir en son nom;</p> <p>k) une attestation portant que les renseignements sont complets et exacts, qui est datée et signée par la personne qui propose la nouvelle activité, si elle réside au Canada ou, sinon, par la personne qui réside au Canada qui est autorisée à agir en son nom.</p> <p>5. Les renseignements visés à l'article 4 sont évalués dans les 180 jours suivant leur réception par le ministre.</p>

ENTRÉE EN VIGUEUR

3. Le présent arrêté entrerait en vigueur à la date de son enregistrement.

EXPLANATORY NOTE

(This explanatory note is not part of the notice of intent.)

Description

The notice of intent (NOI) provides an opportunity for the public to comment on the proposed amendments to the *Domestic Substances List*⁴ (DSL) to apply the Significant New Activity (SNAc) provisions of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*⁵ (CEPA), pursuant to subsection 87(3) of that Act, to the following four substances:

- Methanaminium, *N*-[4-[bis[4-(diméthylamino)phényl]méthylène]-2,5-cyclohexadien-1-ylidène]-*N*-méthyl-, chlorure (Chemical Abstracts Service Registry Number [CAS RN⁶ 548-62-9]), also known as Basic Violet 3;
- Methanaminium, *N*-[4-[[4-(diméthylamino)phényl]phénylméthylène]-2,5-cyclohexadien-1-ylidène]-*N*-méthyl-, chlorure (CAS RN 569-64-2), also known as Malachite Green;
- Ethanaminium, *N*-[4-[bis[4-(diéthylamino)phényl]méthylène]-2,5-cyclohexadien-1-ylidène]-*N*-éthyl-, chlorure (CAS RN 2390-59-2), also known as Basic Violet 4; and
- Ethanaminium, *N*-[4-[[4-(diéthylamino)phényl][4-(éthylamino)-1-naphthalényl]méthylène]-2,5-cyclohexadien-1-ylidène]-*N*-éthyl-, chlorure (CAS RN 2390-60-5), also known as Basic Blue 7.

These four substances were proposed for addition to Schedule 1 to CEPA on April 2, 2022, following the publication of the [final screening assessment](#), published on October 17, 2020. The screening assessment concluded that the four substances meet the criteria under paragraph 64(a) of CEPA, as they are entering or may enter the environment in a quantity or concentration or under conditions that have or may have an immediate or long-term harmful effect on the environment or its biological diversity. Malachite Green additionally meets the criteria under paragraph 64(c) of CEPA, as it is entering or may enter the environment in a quantity or concentration or under conditions that constitute or may constitute a danger in Canada to human life or health. Concurrently with the final screening assessment, the [Risk management approach for certain triarylmethanes](#) was also published outlining the proposed risk management actions, which included the

⁴ SOR/94-311

⁵ S.C. 1999, c. 33

⁶ The Chemical Abstracts Service Registry Number (CAS RN) is the property of the American Chemical Society, and any use or redistribution, except as required in supporting regulatory requirements and/or for reports to the Government of Canada when the information and the reports are required by law or administrative policy, is not permitted without the prior, written permission of the American Chemical Society.

NOTE EXPLICATIVE

(La présente note explicative ne fait pas partie de l'avis d'intention.)

Description

L'avis d'intention donne l'occasion au public de commenter sur les modifications qu'il est proposé d'apporter à la *Liste intérieure*⁴ en appliquant les dispositions relatives aux nouvelles activités (NAC) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*⁵ [LCPE], en vertu du paragraphe 87(3) de cette loi, aux quatre substances suivantes :

- Chlorure de [4-[4,4'-bis(diméthylamino)benzhydrylidène]cyclohexa-2,5-diène-1-ylidène]diméthylammonium (numéro d'enregistrement du Chemical Abstracts Service [NE CAS⁶ 548-62-9], également appelé « Basic Violet 3 »;
- Chlorure de [4-[α-[4-(diméthylamino)phényl]benzylidène]cyclohexa-2,5-diène-1-ylidène]diméthylammonium (NE CAS 569-64-2), également appelé « Malachite Green »;
- Chlorure de (4-{bis[4-(diéthylamino)phényl]méthylène}cyclohexa-2,5-diène-1-ylidène)diéthylammonium, également appelé « Basic Violet 4 »;
- Chlorure de (4-{4-(diéthylamino)-α-[4-(éthylamino)-1-naphtyl]benzylidène}cyclohexa-2,5-diène-1-ylidène)diéthylammonium, également appelé « Basic Blue 7 ».

Il a été proposé d'ajouter ces quatre substances à l'annexe 1 de la LCPE le 2 avril 2022, à la suite de la publication de l'[évaluation préalable finale](#), publiée le 17 octobre 2020. L'évaluation préalable a conclu que les quatre substances satisfont aux critères de l'alinéa 64a) de la LCPE, car elles pénètrent ou peuvent pénétrer dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions de nature à avoir, immédiatement ou à long terme, un effet nocif sur l'environnement ou sur la diversité biologique. Malachite Green répond aussi aux critères de l'alinéa 64c) de la LCPE, car il pénètre ou peut pénétrer dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions qui constituent ou peuvent constituer un danger au Canada pour la vie ou la santé humaines. Parallèlement à l'évaluation préalable finale, l'[Approche de gestion des risques concernant certains triarylméthanés](#) a également été publiée, décrivant les mesures de gestion des

⁴ DORS/94-311

⁵ L.C. 1999, ch. 33

⁶ Le numéro d'enregistrement du Chemical Abstracts Service (NE CAS) est la propriété de l'American Chemical Society. Toute utilisation ou redistribution, sauf si elle sert à répondre aux besoins législatifs ou si elle est nécessaire pour les rapports destinés au gouvernement du Canada lorsque des renseignements ou des rapports sont exigés par la loi ou une politique administrative, est interdite sans l'autorisation écrite préalable de l'American Chemical Society.

recommendation to apply the SNAC provisions to the four substances.

Within 60 days of publication of the NOI, any person may submit comments to the Minister of the Environment (the Minister). These comments will be taken into consideration during the development of the Order amending the DSL to apply the SNAC provisions to these substances.

The DSL amendments are not in force until the Order is adopted by the Minister pursuant to subsection 87(3) of CEPA and registered. The Order must be published in the *Canada Gazette*, Part II.

Applicability of the proposed Order

It is proposed that the Order amending the DSL require any person (individual or corporation) engaging in a significant new activity in relation to any of the four substances to submit a Significant New Activity Notification (SNAN) containing all of the information prescribed in the Order at least 180 days before the day on which the significant new activity begins.

In order to address human health concerns, the Order would target the use of any of the four substances in consumer products to which the *Canada Consumer Product Safety Act* applies. Consumer products are potential sources of direct and significant human exposure to these substances.

For the manufacture of consumer products, notification would be required when the concentration of any of the four substances in the consumer product is greater than 0.1% by weight.

For the importation of any of the four substances in consumer products, notification would be required when the total quantity of the substance thus imported by any person (individual or corporation) in a calendar year is greater than 10 kg, and the concentration of the substance in the consumer product is greater than 0.1% by weight.

Activities not subject to the proposed Order

For the manufacture of a consumer product, any of the four substances would not be subject to the proposed Order if the substance is used in the manufacture of the following products:

- (a) a component in commercial printing inks; or
- (b) a dye in paper products.

risques proposées, qui comprenaient la recommandation d'appliquer les dispositions relatives aux NAC aux quatre substances.

Dans les 60 jours suivant la publication de l'avis d'intention, toute personne peut soumettre des commentaires au ministre de l'Environnement (le ministre). Les commentaires seront pris en considération lors de l'élaboration de l'Arrêté modifiant la *Liste intérieure* afin d'appliquer les dispositions relatives aux nouvelles activités à ces substances.

Les modifications à la *Liste intérieure* n'entrent pas en vigueur tant que l'Arrêté n'est pas adopté par le ministre en vertu du paragraphe 87(3) de la LCPE et enregistré. L'Arrêté doit être publié dans la Partie II de la *Gazette du Canada*.

Applicabilité de l'arrêté proposé

Il est proposé que l'Arrêté modifiant la *Liste intérieure* oblige toute personne (physique ou morale) qui s'engage dans une nouvelle activité mettant en cause l'une de ces quatre substances à soumettre une déclaration de nouvelle activité contenant tous les renseignements prévus à l'Arrêté au moins 180 jours avant le début de la nouvelle activité.

Afin de répondre aux préoccupations en matière de santé humaine, l'Arrêté viserait l'utilisation de l'une de ces quatre substances dans des produits de consommation auxquels la *Loi canadienne sur la sécurité des produits de consommation* s'applique. Les produits de consommation sont des sources potentielles d'exposition humaine directes et importantes à ces substances.

Pour la fabrication des produits de consommation, une déclaration serait requise si la concentration massique de l'une de ces quatre substances dans le produit de consommation est supérieure à 0,1 %.

Pour l'importation de l'une de ces quatre substances dans des produits de consommation, une déclaration serait requise lorsque la quantité totale de la substance ainsi importée par toute personne (physique ou morale) au cours d'une année civile est supérieure à 10 kg et la concentration massique de la substance dans le produit de consommation est supérieure à 0,1 %.

Activités non assujetties à l'arrêté proposé

Pour la fabrication des produits de consommation, l'une de ces quatre substances ne serait pas visée par l'arrêté proposé si la substance est utilisée dans la fabrication des produits suivants :

- a) un composant d'une encre d'impression commerciale;
- b) un colorant dans les produits de papier.

For the importation of a total quantity of more than 10 kg of any of the four substances in a calendar year, the proposed Order would not apply if the substance is imported in the following products:

- (a) a component in commercial printing inks; or
- (b) a dye in paper products.

For the manufacture of a consumer product, Malachite Green would not be subject to the proposed Order if the substance is used in the manufacture of a product for treating water in any artificial aquatic environment, such as aquariums and ornamental ponds.

For the importation of a total quantity of more than 10 kg of Malachite Green in a calendar year, the proposed Order would not apply if the substance is imported in a product for treating water in any artificial aquatic environment, such as aquariums and ornamental ponds.

The use or importation of any of the four substances as a research and development substance, a site-limited intermediate substance, or an export-only substance would not require the submission of a SNAN, as these activities are not expected to result in exposure to the general population in Canada. The terms “research and development substance” and “site-limited intermediate substance” are defined in subsection 1(1) of the *New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)*. An activity would not require the submission of a SNAN if the substance, or the product that contains the substance, is intended only for export.

The proposed Order would not apply to uses of any of the four substances that are regulated under the Acts of Parliament listed in Schedule 2 to CEPA, including the *Pest Control Products Act*, the *Fertilizers Act* and the *Feeds Act*. The proposed Order would also not apply to transient reaction intermediates, impurities, contaminants, or partially unreacted intermediates, or in some circumstances to items such as wastes, mixtures or manufactured items. However, it should be noted that individual components of a mixture may be subject to notification under the proposed Order. See subsection 81(6) and section 3 of CEPA, and section 3 of the *Guidance document for the New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)* for additional information.

Information to be submitted

The NOI sets out the proposed requirements for information that would have to be provided to the Minister at least

Pour l'importation de l'une de ces quatre substances d'une quantité totale de plus de 10 kg de la substance au cours d'une année civile, l'arrêté proposé ne s'appliquerait pas si la substance est importée dans les produits suivants :

- a) un composant d'une encre d'impression commerciale;
- b) un colorant dans les produits de papier.

Pour la fabrication des produits de consommation, Malachite Green ne serait pas visée par l'arrêté proposé si la substance est utilisée dans la fabrication d'un produit pour assainir l'eau dans tout milieu aquatique artificiel, tel que les aquariums et les étangs décoratifs.

Pour l'importation de Malachite Green d'une quantité totale de plus de 10 kg de la substance au cours d'une année civile, l'arrêté proposé ne s'appliquerait pas si la substance est importée dans un produit pour assainir l'eau dans tout milieu aquatique artificiel, tel que les aquariums et les étangs décoratifs.

L'utilisation ou l'importation de l'une de ces quatre substances comme une substance destinée à la recherche et au développement, à titre de substance intermédiaire limitée au site ou à titre de substance destinée uniquement à l'exportation n'exigerait pas la présentation d'une déclaration de nouvelle activité, parce que ces activités ne devraient pas entraîner d'exposition à la population générale du Canada. Le sens des expressions « destinée à la recherche et au développement » et « intermédiaire limitée au site » est défini au paragraphe 1(1) du *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)*. Une activité n'exigerait pas la présentation de nouvelle activité si la substance — ou le produit qui en contient — est destinée uniquement à l'exportation.

L'arrêté proposé ne s'appliquerait pas aux utilisations de l'une de ces quatre substances qui sont réglementées sous le régime des lois fédérales qui figurent à l'annexe 2 de la LCPE, telles que la *Loi sur les produits antiparasitaires*, la *Loi sur les engrais* et la *Loi relative aux aliments du bétail*. L'arrêté proposé ne s'appliquerait pas non plus aux intermédiaires de réaction, aux impuretés, aux contaminants, aux matières ayant subi une réaction partielle et, dans certains cas, à des éléments tels que des déchets, des mélanges ou des articles manufacturés. Cependant, les composants individuels d'un mélange pourraient devoir être déclarés en vertu de l'arrêté proposé. Pour en savoir plus, consulter le paragraphe 81(6) et l'article 3 de la LCPE ainsi que la partie 3 du *Document d'orientation pour le Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)*.

Renseignements à soumettre

L'avis d'intention indique les renseignements proposés qui devraient être transmis au ministre au moins

180 days before the day on which the significant new activity begins. The Department of the Environment and the Department of Health will use the information submitted in the SNAN and other information to conduct environmental and human health assessments within 180 days after the complete information is received.

The information requirements in the proposed Order relate to general information in respect of the substance, details surrounding its use, and exposure information. Some of the proposed information requirements are set out in the *New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)*.

Additional guidance on preparing a SNAN can be found in section 4 of the [Guidance document for the New Substances Notification Regulations \(Chemicals and Polymers\)](#).

Compliance

When assessing whether or not a substance is subject to SNAN provisions,⁷ a person is expected to make use of information in their possession or to which they may reasonably be expected to have access. This means information in any of the notifier's offices worldwide or other locations where the notifier can reasonably have access to the information. For example, manufacturers are expected to have access to their formulations, while importers or users of a substance, mixture, or product are expected to have access to import records, usage information, and the relevant Safety Data Sheet (SDS).

Although an SDS is an important source of information on the composition of a purchased product, it should be noted that the goal of the SDS is to protect the health of workers in the workplace from specific hazards of chemical products. Therefore, an SDS may not list all product ingredients that may be subject to an order due to human health or environmental concerns. Any person requiring more detailed information on product composition is encouraged to contact their supplier.

Where a person involved in activities with the substance obtains information that reasonably supports the conclusion that the substance is toxic or capable of becoming toxic, the person is obligated, under section 70 of CEPA, to provide that information to the Minister without delay.

⁷ To see the substances subject to SNAN provisions of CEPA, please visit the [Canada.ca Open Data Portal](#).

180 jours avant le début de la nouvelle activité. Le ministère de l'Environnement et le ministère de la Santé utiliseront les renseignements fournis dans la déclaration de nouvelle activité ainsi que d'autres renseignements pour mener une évaluation des risques pour la santé humaine et l'environnement dans les 180 jours suivant la réception des renseignements complets.

Les exigences en matière de renseignements dans l'arrêté proposé se rapportent à des informations générales sur la substance, à des détails concernant son utilisation et à des renseignements relatifs à l'exposition. Certaines de ces exigences proposées en matière de renseignements sont prévues au *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)*.

Des indications supplémentaires sur la préparation d'une déclaration de nouvelle activité figurent à la partie 4 du [Document d'orientation pour le Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles \(substances chimiques et polymères\)](#).

Conformité

Au moment de déterminer si une substance est assujettie aux dispositions relatives aux NAC⁷, on s'attend à ce qu'une personne utilise les renseignements dont elle dispose ou auxquels elle peut normalement avoir accès. Cela désigne les renseignements qui se trouvent dans n'importe quel bureau du déclarant dans le monde ou à d'autres endroits où le déclarant peut raisonnablement y avoir accès. Par exemple, on s'attend à ce que les fabricants aient accès aux renseignements sur leurs formulations, tandis que les importateurs ou les utilisateurs d'une substance, d'un mélange ou d'un produit devraient avoir accès aux documents d'importation, aux données sur l'utilisation et à la fiche de données de sécurité (FDS) pertinente.

Bien que la FDS soit une source importante d'information sur la composition d'un produit acheté, il est à noter que l'objectif de la FDS est de protéger la santé des travailleurs sur le lieu de travail contre les risques spécifiques liés à des produits chimiques. Par conséquent, il est possible qu'une FDS ne répertorie pas tous les ingrédients d'un produit qui peuvent faire l'objet d'un arrêté en raison de préoccupations pour la santé humaine ou l'environnement. Toute personne souhaitant obtenir de plus amples renseignements en lien avec la composition d'un produit est invitée à communiquer avec son fournisseur.

Quiconque participe à des activités mettant en cause la substance est tenu, en vertu de l'article 70 de la LCPE, de communiquer au ministre sans délai les renseignements en sa possession permettant de conclure qu'une substance est effectivement ou potentiellement toxique.

⁷ Pour voir les substances soumises aux dispositions relatives aux NAC de la LCPE, consultez le [portail de données du gouvernement ouvert du Canada à Canada.ca](#).

Under section 87.1 of CEPA, any person who transfers the physical possession or control of a substance subject to an Order shall notify all persons to whom the physical possession or control is transferred of the obligation to comply with the Order, including the obligation to notify the Minister of any significant new activity and to provide all the required information outlined above.

In cases where a person receives possession or control of a substance from another person, they may not be required to submit a SNAN, under certain conditions, if the activities were covered by a SNAN submitted by the supplier on behalf of its clients.

A pre-notification consultation (PNC) is available for notifiers who wish to consult during the planning or preparation of their SNAN to discuss any questions or concerns they have about the prescribed information and test plans.

Where a person has questions concerning their obligations to comply with an order, believes they may be out of compliance, or would like to request a PNC, they are encouraged to contact the Substances Management Information Line.⁸

The CEPA is enforced in accordance with the publicly available *Compliance and Enforcement Policy for the Canadian Environmental Protection Act, 1999 (CEPA, 1999)*. In instances of non-compliance, consideration is given to the following factors, when deciding which enforcement measure to take: nature of the alleged violation, effectiveness in achieving compliance with CEPA and its regulations, and consistency in enforcement.

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION ACT, 1999

Significant New Activity No. 21849

Significant New Activity Notice

(Section 85 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*)

Whereas the Minister of the Environment and the Minister of Health have assessed information in their possession in respect of the substance iron potassium oxide,

En vertu de l'article 87.1 de la LCPE, quiconque qui transfère la possession matérielle ou le contrôle d'une substance visée par un arrêté doit aviser toutes les personnes à qui sont transférés la possession ou le contrôle de l'obligation de se conformer à l'Arrêté, notamment de l'obligation d'aviser le ministre de toute nouvelle activité et de fournir l'information prescrite ci-dessus.

Dans le cas où une personne prend la possession matérielle ou le contrôle d'une substance provenant d'une autre personne, elle peut ne pas être tenue de soumettre une déclaration de nouvelle activité, sous certaines conditions, si les activités faisaient l'objet de la déclaration de nouvelle activité soumise par le fournisseur au nom de ses clients.

Une consultation avant déclaration peut être effectuée par les déclarants au cours de la planification ou de la préparation de leur déclaration de nouvelle activité pour discuter des questions ou des préoccupations qu'ils ont au sujet de l'information prescrite requise ou de la planification des essais.

Si une personne a des questions concernant ses obligations de se conformer aux dispositions d'un arrêté, si elle pense qu'elle est en situation de non-conformité ou si elle veut demander une consultation avant déclaration, on l'invite à discuter de sa situation particulière en communiquant avec la Ligne d'information de la gestion des substances⁸.

La LCPE est appliquée conformément à la *Politique d'observation et d'application de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999 (LCPE, 1999)*, laquelle est accessible au public. En cas de non-conformité, on tient compte des facteurs suivants lorsque vient le moment de décider des mesures d'application de la loi à prendre : la nature de l'infraction présumée, l'efficacité à obtenir la conformité avec la LCPE et ses règlements et la cohérence dans l'application de la loi.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

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

Avis de nouvelle activité n° 21849

Avis de nouvelle activité

[Article 85 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*]

Attendu que le ministre de l'Environnement et le ministre de la Santé ont évalué les renseignements dont ils disposent concernant la substance oxyde de fer et de potassium,

⁸ The Substances Management Information Line can be contacted at substances@ec.gc.ca (email), 1-800-567-1999 (toll-free in Canada), 819-938-3232 (outside of Canada).

⁸ La Ligne d'information de la gestion des substances : substances@ec.gc.ca (courriel), 1-800-567-1999 (sans frais au Canada), 819-938-3232 (à l'extérieur du Canada).

Chemical Abstracts Service Registry Number 12022-41-2, under section 83 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*;

Whereas the substance is not specified on the *Domestic Substances List*;

And whereas the ministers suspect that a significant new activity in relation to the substance may result in the substance becoming toxic within the meaning of section 64 of the Act,

Therefore, the Minister of the Environment indicates, pursuant to section 85 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*, that subsection 81(4) of that Act applies with respect to the substance in accordance with the Annex.

The Honourable Steven Guilbeault

Minister of the Environment

ANNEX

Information requirements

(Section 85 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*)

1. The following definitions apply in this notice:

“substance” means iron potassium oxide, Chemical Abstracts Service Registry Number 12022-41-2.

“nanomaterial” means having one or more dimensions at the nanoscale (1–100 nanometres inclusive) where the substance has 10% or more of its primary particle distribution by number in the nanoscale range or at least 1% (by mass) of the particles in the nanoscale.

2. In relation to the substance, a significant new activity is the use of the substance, other than as a catalyst, where the substance is a nanomaterial.

3. Despite section 2, a use of the substance is not a significant new activity if the substance is used as a *research and development substance* or *site-limited intermediate substance*, as these terms are defined in subsection 1(1) of the *New Substances Notification Regulations (Chemicals and Polymers)* [the Regulations], or is used to manufacture an export-only product.

4. The following information must be provided to the Minister of the Environment at least 90 days before using

numéro d’enregistrement du Chemical Abstracts Service 12022-41-2, en application de l’article 83 de la *Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)*;

Attendu que la substance n’est pas inscrite sur la *Liste intérieure*;

Et attendu que les ministres soupçonnent qu’une nouvelle activité mettant en cause la substance pourrait faire en sorte que celle-ci devienne toxique au sens de l’article 64 de la Loi,

Pour ces motifs, le ministre de l’Environnement assujettit, en vertu de l’article 85 de la *Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)*, la substance au paragraphe 81(4) de cette même loi, conformément à l’annexe.

L’honorable Steven Guilbeault

Ministre de l’Environnement

ANNEXE

Exigences en matière de renseignements

[Article 85 de la *Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)*]

1. Les définitions suivantes s’appliquent dans le présent avis :

« nanomatériau » désigne une substance ayant une ou plusieurs dimensions à l’échelle nanométrique (de 1 à 100 nanomètres inclusivement) et ayant une distribution de particules primaires en nombre dans le domaine nanométrique de 10 % ou plus, ou au moins 1 % (en masse) de ses particules dans le domaine nanométrique;

« substance » désigne l’oxyde de fer et de potassium, dont le numéro d’enregistrement du Chemical Abstracts Service est 12022-41-2.

2. En ce qui a trait à la substance, une nouvelle activité désigne l’utilisation de la substance, autrement que comme catalyseur, dans les cas où la substance est un nanomatériau.

3. Malgré ce qui est indiqué à l’article 2, l’utilisation de la substance n’est pas une nouvelle activité si elle est utilisée comme substance *destinée à la recherche et au développement* ou comme substance *intermédiaire limitée au site*, au sens du paragraphe 1(1) du *Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles (substances chimiques et polymères)* [le Règlement], ou elle est utilisée pour fabriquer un produit destiné à l’exportation.

4. Les renseignements suivants doivent être fournis au ministre de l’Environnement au moins 90 jours avant

more than 100 kg of the substance in a year in a significant new activity:

- (a) the information specified in Schedule 4 to the Regulations;
- (b) a description of the proposed significant new activity in relation to the substance;
- (c) the analytical information to determine the average particle size and particle size distribution of the substance obtained in accordance with the Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) Guidelines for the Testing of Chemicals, Test No. 125 entitled, *Nanomaterial Particle Size and Size Distribution of Nanomaterials*;
- (d) the information describing the agglomeration/aggregation state, shape, surface area and surface charge of the substance; and
- (e) in relation to paragraphs 4(c) and 4(d), the data from a test developed in accordance with the OECD *Guidance on Sample Preparation and Dosimetry for the Safety Testing of Manufactured Nanomaterials* or guidance that is equivalent.

5. The following information must be provided to the Minister of the Environment at least 90 days before using more than 1 000 kg of the substance in a significant new activity:

- (a) the information specified in Schedule 5 to the Regulations, with the information specified in section 7 of that Schedule obtained from one in vitro mammalian cell genotoxicity test in respect of the substance, with and without metabolic activation;
- (b) the data from a test developed in accordance with the OECD *Guidance on Sample Preparation and Dosimetry for the Safety Testing of Manufactured Nanomaterials* or guidance that is equivalent; and
- (c) the data from a test developed in accordance with the OECD Series on Testing and Assessment No. 317 *Guidance Document on Aquatic and Sediment Toxicological Testing of Nanomaterials* or guidance that is equivalent.

6. The following information must be provided to the Minister of the Environment at least 90 days before using

d'utiliser plus de 100 kg de la substance par année dans une nouvelle activité :

- a) les renseignements prévus à l'annexe 4 du Règlement;
- b) une description de la nouvelle activité proposée liée à la substance;
- c) les renseignements sur les analyses permettant de déterminer la taille moyenne des particules et la distribution granulométrique obtenus conformément aux lignes directrices de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) pour les essais de produits chimiques, essai n° 125, intitulé *Taille des particules et distribution granulométrique des nanomatériaux*;
- d) l'information décrivant l'état d'agglomération ou d'agrégation, la forme, la surface et la charge de surface de la substance;
- e) en ce qui concerne les alinéas 4c) et 4d), les données d'essai établies conformément à la directive de l'OCDE sur la préparation des échantillons et la dosimétrie pour les essais de sécurité des nanomatériaux manufacturés (*Guidance on Sample Preparation and Dosimetry for the Safety Testing of Manufactured Nanomaterials*), ou à une directive équivalente.

5. Les renseignements suivants doivent être fournis au ministre de l'Environnement au moins 90 jours avant d'utiliser plus de 1 000 kg de la substance par année dans une nouvelle activité :

- a) les renseignements prévus à l'annexe 5 du Règlement, avec les renseignements visés à l'article 7 de cette annexe provenant d'une étude de génotoxicité in vitro sur des cellules de mammifères, avec et sans activation métabolique;
- b) les données d'essai établies conformément à la directive de l'OCDE sur la préparation des échantillons et la dosimétrie pour les essais de sécurité des nanomatériaux manufacturés (*Guidance on Sample Preparation and Dosimetry for the Safety Testing of Manufactured Nanomaterials*), ou à une directive équivalente;
- c) les données d'essai établies conformément au document n° 317 sur l'analyse toxicologique des nanomatériaux en milieu aquatique et dans les sédiments (*Guidance Document on Aquatic and Sediment Toxicological Testing of Nanomaterials*), de la série de publications sur les essais et l'évaluation de l'OCDE, ou à une directive équivalente.

6. Les renseignements suivants doivent être fournis au ministre de l'Environnement au moins 90 jours avant

more than 10 000 kg of the substance in a year in a significant new activity:

- (a) the information specified in Schedule 6 to the Regulations;
- (b) the information specified under Schedule 5, section 7, to the Regulations obtained from one in vitro mammalian cell genotoxicity test in respect of the substance, with and without metabolic activation;
- (c) the data from a test developed in accordance with the OECD *Guidance on Sample Preparation and Dosimetry for the Safety Testing of Manufactured Nanomaterials* or guidance that is equivalent; and
- (d) the data from a test developed in accordance with the OECD Series on Testing and Assessment No. 317 *Guidance Document on Aquatic and Sediment Toxicological Testing of Nanomaterials* or guidance that is equivalent.

7. The information provided under sections 4, 5 and 6 will be assessed within 90 days after the day on which it is received by the Minister.

EXPLANATORY NOTE

(This explanatory note is not part of the Significant New Activity Notice.)

Description

This Significant New Activity (SNAc) Notice is a legal instrument adopted by the Minister of the Environment pursuant to section 85 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (the Act) to apply the SNAc provisions of that Act to the substance iron potassium oxide, Chemical Abstracts Service (CAS) Registry Number 12022-41-2. The Notice is now in force and it has force of law. It is therefore mandatory for a person who intends to use the substance for a [significant new activity](#) as defined in the Notice to meet all the applicable requirements set out in the Notice.

A SNAc Notice does not constitute an endorsement from the Minister of the Environment, the Department of the Environment or the Government of Canada of the substance to which it relates, nor does it constitute an exemption from any other laws or regulations that are in force in Canada and that may apply to this substance or activities involving the substance.

d'utiliser plus de 10 000 kg par année dans une nouvelle activité :

- a) les renseignements prévus à l'annexe 6 du Règlement;
- b) les renseignements prévus à l'article 7 de l'annexe 5 du Règlement provenant d'une étude de génotoxicité in vitro sur des cellules de mammifères, avec et sans activation métabolique;
- c) les données d'essai établies conformément à la directive de l'OCDE sur la préparation des échantillons et la dosimétrie pour les essais de sécurité des nanomatériaux manufacturés (*Guidance on Sample Preparation and Dosimetry for the Safety Testing of Manufactured Nanomaterials*), ou à une directive équivalente;
- d) les données d'essai établies conformément au document n° 317 sur l'analyse toxicologique des nanomatériaux en milieu aquatique et dans les sédiments (*Guidance Document on Aquatic and Sediment Toxicological Testing of Nanomaterials*), de la série de publications sur les essais et l'évaluation de l'OCDE, ou à une directive équivalente.

7. Les renseignements fournis conformément aux articles 4, 5 et 6 seront évalués dans les 90 jours suivant leur réception par le ministre.

NOTE EXPLICATIVE

(La présente note explicative ne fait pas partie de l'avis de nouvelle activité.)

Description

Le présent avis de nouvelle activité (NAC) est un instrument juridique adopté par le ministre de l'Environnement en vertu de l'article 85 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [la Loi] pour appliquer les dispositions relatives aux NAC de cette loi à la substance oxyde de fer et de potassium, numéro d'enregistrement du Chemical Abstracts Service (CAS) 12022-41-2. L'avis est maintenant en vigueur et a force de loi. Toute personne qui souhaite utiliser la substance dans une [nouvelle activité](#) décrite dans l'avis a l'obligation de se conformer à toutes les exigences de celui-ci.

Un avis de NAC ne constitue pas une approbation du ministre de l'Environnement, du ministère de l'Environnement ou du gouvernement du Canada à l'égard de la substance à laquelle il se rapporte, ni une exemption de l'application de toute autre loi ou tout autre règlement en vigueur au Canada pouvant également s'appliquer à la substance ou à des activités qui la concernent.

Applicability of the Significant New Activity Notice

The Notice requires that any person (individual or corporation) engaging in a significant new activity in relation to the substance iron potassium oxide, Chemical Abstracts Service (CAS) Registry Number 12022-41-2, submit a Significant New Activity Notification (SNAN) containing all of the information prescribed in the Notice at least 90 days prior to using the substance for the significant new activity.

In order to address potential toxicity concerns, the Notice requires notification in relation to the use of the substance, other than as a catalyst, where the substance is a nanomaterial.

When determining the applicability of the SNAN requirements, it is recommended to use methods specified in the Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD) Guidelines for the Testing of Chemicals, Test No. 125 or, in either OECD Series on the Safety of Manufactured Nanomaterials, No. 36 or No. 41 when the substance is a nanomaterial.

A SNAN is required 90 days before the use of the substance in a significant new activity.

Activities not subject to the Notice

Uses of the substance that are regulated under the Acts of Parliament listed in Schedule 2 of the Act, including the *Pest Control Products Act*, the *Fertilizers Act* and the *Feeds Act* are excluded from the Notice. The Notice also does not apply to transient reaction intermediates, impurities, contaminants, partially unreacted materials, or in some circumstances to items such as, but not limited to, wastes, mixtures, or manufactured items. However, it should be noted that individual components of a mixture may be subject to notification under the provisions of the Act. See subsection 81(6) and section 3 of the Act, and section 3.2 of the [Guidance Document for the New Substances Notification Regulations \(Chemicals and Polymers\)](#) for additional information.

Activities involving the use of the substance as a research and development substance or a site-limited intermediate or to manufacture an export-only product are excluded from the Notice. The terms “research and development substance” and “site-limited intermediate substance” are defined in subsection 1(1) of the [New Substances Notification Regulations \(Chemicals and Polymers\)](#).

Applicabilité de l’avis de nouvelle activité

L’avis oblige toute personne (physique ou morale) qui s’engage dans une nouvelle activité mettant en cause la substance oxyde de fer et de potassium, numéro d’enregistrement CAS 12022-41-2, à soumettre une déclaration de nouvelle activité contenant tous les renseignements prévus à l’avis au moins 90 jours avant d’utiliser la substance pour la nouvelle activité.

Afin de répondre aux préoccupations de toxicité potentielle, l’avis requiert une déclaration en ce qui concerne l’utilisation de la substance, autrement que comme catalyseur, dans les cas où la substance est un nanomatériau.

Au moment de déterminer si les exigences de déclarations relatives aux nouvelles activités s’appliquent, il est recommandé d’utiliser les méthodes exposées dans la ligne directrice n° 125 de l’Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) pour les essais de substances chimiques ou celles de la Série de publications n° 36 ou n° 41 sur la sécurité des nanomatériaux manufacturés de l’OCDE lorsque la substance est un nanomatériau.

Une déclaration est requise 90 jours avant le début de la nouvelle activité.

Activités non assujetties à l’avis de nouvelle activité

Les utilisations de la substance qui sont réglementées sous le régime des lois fédérales qui figurent à l’annexe 2 de la Loi, y compris la *Loi sur les produits antiparasitaires*, la *Loi sur les engrais* et la *Loi relative aux aliments du bétail* ne sont pas visées par l’avis. L’avis ne s’applique pas non plus aux intermédiaires de réaction non isolés, aux impuretés, aux contaminants, aux matières ayant subi une réaction partielle, ou dans certaines circonstances à des articles tels que, mais sans s’y limiter, des déchets, des mélanges ou des articles manufacturés. Cependant, il convient de noter que les composants individuels d’un mélange peuvent faire l’objet d’une notification en vertu des dispositions de la Loi. Voir le paragraphe 81(6) et l’article 3 de la Loi, et l’article 3.2 du [Document d’orientation pour le Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles \(substances chimiques et polymères\)](#) pour obtenir des renseignements supplémentaires.

Les activités mettant en cause la substance à titre de substance destinée à la recherche et au développement, à titre de substance intermédiaire limitée au site, ou l’utilisation de la substance pour la fabrication de produits destinés à l’exportation ne sont pas visées par l’avis. Le sens des expressions « destinée à la recherche et au développement » et « intermédiaire limitée au site » est défini au paragraphe 1(1) du [Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles \(substances chimiques et polymères\)](#).

Information to be submitted

The Notice sets out the information that must be provided to the Minister 90 days before the day on which the substance iron potassium oxide, Chemical Abstracts Service (CAS) Registry Number 12022-41-2 is used for a significant new activity. The Department of the Environment and the Department of Health will use the information submitted in the SNAN to conduct risk assessments within 90 days after the complete information is received.

The assessment of the substance identified potential toxicity concerns associated with exposure where the substance is a nanomaterial. The SNAC Notice is issued to gather toxicity information to ensure that the substance will undergo further assessment before significant new activities are undertaken.

The information requirements in the Notice relate to general information in respect of the substance, details surrounding its use, exposure information, and toxicity to human health and the environment. Some of the information requirements reference the [New Substances Notification Regulations \(Chemicals and Polymers\)](#).

Additional guidance on preparing a SNAN can be found in section 9.6.2 of the [Guidance Document for the New Substances Notification Regulations \(Chemicals and Polymers\)](#).

Compliance

When assessing whether or not a substance is subject to [SNAC provisions](#), a person is expected to make use of information in their possession or to which they may reasonably have access. This means information in any of the notifier's offices worldwide or other locations where the notifier can reasonably have access to the information. For example, manufacturers are expected to have access to their formulations, while importers or users of a substance, mixture, or product are expected to have access to import records, usage information and the relevant Safety Data Sheets (SDSs).

Although an SDS is an important source of information on the composition of a product, it should be noted that the goal of the SDS is to protect the health of workers in the workplace from specific hazards of chemical products. Therefore, an SDS may not list all product ingredients that may be subject to a SNAC notice due to human health or environmental concerns. Any person requiring more detailed information on product composition is encouraged to contact their supplier.

Renseignements à soumettre

L'avis indique les renseignements qui doivent être transmis au ministre 90 jours avant la date à laquelle la substance oxyde de fer et de potassium, numéro d'enregistrement CAS 12022-41-2, est utilisée pour une nouvelle activité. Le ministère de l'Environnement et le ministère de la Santé utiliseront les renseignements fournis dans la déclaration d'une NAc pour mener une évaluation des risques dans les 90 jours suivant la réception des renseignements complets.

L'évaluation de la substance a permis d'identifier des préoccupations de toxicité potentielle associée à l'exposition dans les cas où la substance est un nanomatériau. L'avis de NAc est publié pour recueillir des renseignements sur la toxicité afin de garantir que la substance fera l'objet d'une évaluation plus poussée avant que des NAc soient entreprises.

Les exigences d'information dans l'avis portent sur des renseignements généraux sur la substance, sur les détails entourant son utilisation, sur l'exposition à celle-ci et sur sa toxicité pour la santé humaine et l'environnement. Certaines exigences en matière d'information font référence au [Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles \(substances chimiques et polymères\)](#).

Des indications supplémentaires sur la préparation d'une déclaration de nouvelle activité figurent à l'article 9.6.2 du [Document d'orientation pour le Règlement sur les renseignements concernant les substances nouvelles \(substances chimiques et polymères\)](#).

Conformité

Au moment de déterminer si une substance est assujettie aux [dispositions relatives aux NAc](#), on s'attend à ce qu'une personne utilise les renseignements dont elle dispose ou auxquels elle devrait normalement avoir accès. Cette expression désigne les renseignements qui se trouvent dans n'importe quel bureau du déclarant dans le monde ou à d'autres endroits où le déclarant peut raisonnablement y avoir accès. Par exemple, on s'attend à ce que les fabricants aient accès aux renseignements sur leurs formulations, tandis que les importateurs ou les utilisateurs d'une substance, d'un mélange ou d'un produit devraient avoir accès aux documents d'importation, aux données sur l'utilisation et aux fiches de données de sécurité (FDS).

Bien que la FDS soit une source importante d'information sur la composition d'un produit, il est nécessaire de noter que l'objectif de la FDS est de protéger la santé des employés en milieu de travail des risques spécifiques des produits chimiques. Par conséquent, il est possible qu'une FDS ne répertorie pas tous les ingrédients d'un produit qui peuvent faire l'objet d'un avis de NAc en raison de préoccupations pour la santé humaine ou l'environnement. Toute personne souhaitant obtenir de plus amples

Where a person involved in activities with the substance obtains information that reasonably supports the conclusion that the substance is toxic or is capable of becoming toxic, the person is obligated, under section 70 of the Act, to provide that information to the Minister without delay.

A company can submit a SNAN on behalf of its clients. For example, in cases where a person takes possession or control of a substance from another person, they may not be required to submit a SNAN, under certain conditions, if their activities were covered by an original SNAN submitted by the person from whom they obtained the substance.

Under section 86 of the Act, any person who transfers the physical possession or control of a substance subject to a SNAN notice must notify all persons to whom the physical possession or control is transferred of the obligation to comply with the notice, including the obligation to notify the Minister of any SNAN and to provide all the required information outlined above.

A pre-notification consultation (PNC) is recommended for notifiers who wish to consult with the program during the planning or preparation of their SNAN to discuss any questions or concerns they have about the prescribed information and test plans.

For further information, please contact the Substances Management Information Line (substances@ec.gc.ca [email], 1-800-567-1999 [toll-free in Canada], and 819-938-3232 [outside of Canada]).

The Act is enforced in accordance with the publicly available *Compliance and Enforcement Policy for the Canadian Environmental Protection Act, 1999*. In instances of non-compliance, consideration is given to the following factors, when deciding which enforcement measure to take: nature of the alleged violation, effectiveness in achieving compliance with the Act and its regulations and consistency in enforcement.

renseignements en lien avec la composition d'un produit est invitée à communiquer avec son fournisseur.

Si des renseignements indiquant que la substance est toxique ou qu'elle peut le devenir deviennent accessibles, la personne qui possède ces renseignements, ou qui en a connaissance, et qui participe à des activités mettant en cause la substance est tenue, en vertu de l'article 70 de la Loi, de communiquer ces renseignements sans délai au ministre.

Une entreprise peut soumettre une déclaration de nouvelle activité au nom de ses clients. Par exemple, dans le cas où une personne prend la possession ou le contrôle d'une substance provenant d'une autre personne, elle peut ne pas être tenue de soumettre une déclaration de nouvelle activité, sous certaines conditions, si ses activités faisaient l'objet de la déclaration d'origine produite par le fournisseur lui ayant transféré la substance.

En vertu de l'article 86 de la Loi, toute personne qui transfère la possession matérielle ou le contrôle d'une substance visée par un avis de NAc doit aviser toutes les personnes à qui sont transférés la possession ou le contrôle de l'obligation qu'elles ont de se conformer à cet avis, notamment de l'obligation d'aviser le ministre de toute nouvelle activité et de fournir l'information prescrite ci-dessus.

Une consultation avant déclaration (CAD) est recommandée pour les déclarants qui souhaitent consulter le programme au cours de la planification ou de la préparation de leur déclaration de nouvelle activité pour discuter des questions ou des préoccupations qu'ils ont au sujet de l'information prescrite requise ou de la planification des essais.

Pour plus d'information, veuillez communiquer avec la Ligne d'information de la gestion des substances (par courriel au substances@ec.gc.ca, ou par téléphone au 1-800-567-1999 [sans frais au Canada] et au 819-938-3232 [à l'extérieur du Canada]).

La Loi est appliquée conformément à la *Politique d'observation et d'application de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*, laquelle est accessible au public. En cas de non-conformité, on tient compte des facteurs suivants quand vient le moment de décider des mesures d'application de la loi à prendre : la nature de l'infraction présumée, l'efficacité à obtenir la conformité avec la Loi et ses règlements et la cohérence dans l'application de la Loi.

DEPARTMENT OF HEALTH**FOOD AND DRUGS ACT**

Notice of intent — Consultation on modernizing the medical device establishment licensing framework (Phase II)

Purpose

The purpose of this notice is to inform interested stakeholders of Health Canada's (the Department) intent to amend the medical device establishment licensing framework in the *Medical Devices Regulations* (MDR) under the *Food and Drugs Act*.

Health Canada's [2024–2026 Forward Regulatory Plan](#) (FRP) and [Regulatory Stock Review Plan](#) (SRP) outline the Department's intent to modernize the medical device establishment licensing framework in two phases. For Phase II, Health Canada communicated its intent in the FRP and SRP to clarify uncertainties around importation and to improve and modernize the regulatory oversight of the import and sale of medical devices in the supply chain in Canada.

Health Canada intends to use feedback received from this notice to better inform proposed regulatory amendments, policy, and program considerations.

Who is the focus of this consultation

Health Canada is interested in hearing from

- industry stakeholders
- members of the public
- health professionals
- other interested parties

Background

The *Food and Drugs Act* and its associated regulations establish the framework to protect health and safety by regulating activities such as the manufacture, sale, and advertisement of food, drugs, cosmetics, and medical devices. Health Canada is responsible for helping to ensure that medical devices continue to be safe, effective, and of high quality and to maintain oversight of import and sale of medical devices in the supply chain. This includes issuing medical device establishment licences (MDELs) to manufacturers of Class I devices, as well as to importers and distributors of all four device classes, to permit importation or distribution (sale) of medical devices in Canada.

MINISTÈRE DE LA SANTÉ**LOI SUR LES ALIMENTS ET DROGUES**

Avis d'intention — Consultation sur la modernisation du cadre des licences d'établissement pour les instruments médicaux (phase II)

Objet

L'objectif du présent avis est d'informer les intervenants intéressés de l'intention de Santé Canada (le Ministère) de modifier le cadre des licences d'établissement pour les instruments médicaux (LEIM) dans le *Règlement sur les instruments médicaux* (RIM) en vertu de la *Loi sur les aliments et drogues* (LAD).

Le [Plan prospectif de la réglementation de 2024-2026](#) (PPR) et le [Plan d'examen de l'inventaire des règlements](#) (PEIR) de Santé Canada exposent l'intention du Ministère de moderniser le cadre réglementaire des LEIM en deux phases. Pour la phase II, Santé Canada a communiqué son intention dans le PPR et le PEIR afin de clarifier les incertitudes entourant l'importation et d'améliorer et de moderniser la surveillance réglementaire de l'importation et de la vente d'instruments médicaux dans la chaîne d'approvisionnement au Canada.

Santé Canada a l'intention d'utiliser les commentaires reçus dans le cadre du présent avis pour mieux orienter les modifications réglementaires proposées, les politiques et les considérations du programme.

Qui est le public cible de cette consultation?

Santé Canada souhaite recevoir des commentaires :

- des intervenants de l'industrie
- des membres du public
- des professionnels de la santé
- des autres parties intéressées

Contexte

La *Loi sur les aliments et drogues* ainsi que ses règlements associés établissent le cadre pour protéger la santé et l'innocuité en réglementant des activités telles que la fabrication, la vente et la publicité d'aliments, de drogues, de cosmétiques et d'instruments médicaux. Santé Canada est responsable d'aider à garantir que les instruments médicaux continuent d'être sûrs, efficaces et de haute qualité et de surveiller l'importation et la vente d'instruments médicaux dans la chaîne d'approvisionnement. Cela comprend la délivrance d'une LEIM aux fabricants d'instruments de classe I, ainsi qu'aux importateurs et distributeurs des quatre classes d'instruments, afin de permettre l'importation ou la distribution (vente) d'instruments médicaux au Canada.

During previous consultations, industry stakeholders noted that elements of Health Canada's regulatory frameworks were limiting a competitive business environment and were not aligned with other jurisdictions. More recently, Health Canada heard from industry stakeholders that the MDEL requirements for distributors outside Canada are burdensome, redundant, and could negatively affect the supply of devices in Canada.

Lessons learned during the pandemic also reflect the need for Health Canada to strengthen its ability to identify and trace non-compliant medical devices and establishments that may pose a risk of injury to health. Most of the medical devices sold in Canada are imported from other countries and there is a growing number of participants in the medical device supply chain, making it more challenging to trace potentially non-compliant medical devices when health and safety risks arise.

Proposal – Phase II

Health Canada's modernization of the medical device establishment licensing framework (Phase II) proposes targeted amendments to the MDR. The proposal aims to reduce the burden for industry while still maintaining sufficient oversight to protect the health and safety of people in Canada.

Adopt a risk-based approach to licensing distributors outside Canada

Currently, subsection 44(3) of the MDR requires any person who imports a medical device to ensure that the person from whom they import it holds an MDEL. Health Canada is considering adopting a risk-based approach to licensing by removing the requirement for distributors outside Canada to hold an MDEL, if they are selling solely to Canadian importers already holding an MDEL. As a result, Canadian importers would no longer be required to verify that their distributors from outside Canada hold an MDEL. Persons without an MDEL who import (i.e. retailers and health care facilities) would continue to be required to verify that the person from whom they import holds an MDEL. The proposal would maintain all existing requirements for safety and effectiveness of the device and all safety requirements for importers. This would help reduce redundancy for stakeholders and facilitate greater international alignment.

Lors de consultations précédentes, les intervenants de l'industrie ont souligné que certains éléments du cadre réglementaire de Santé Canada limitaient un environnement commercial concurrentiel et n'étaient pas alignés sur d'autres administrations. Plus récemment, Santé Canada a entendu les intervenants de l'industrie affirmer que les exigences des LEIM pour les distributeurs situés à l'extérieur du Canada sont contraignantes, redondantes et pourraient avoir un impact négatif sur l'approvisionnement des instruments médicaux au Canada.

Les leçons apprises pendant la pandémie reflètent également la nécessité pour Santé Canada de renforcer sa capacité à identifier et à repérer les instruments médicaux non conformes et les établissements qui pourraient présenter un risque de préjudice à la santé. La plupart des instruments médicaux vendus au Canada sont importés d'autres pays et il y a un nombre croissant de participants dans la chaîne d'approvisionnement des instruments médicaux, ce qui rend plus difficile la traçabilité des instruments médicaux potentiellement non conformes lorsque des risques pour la santé et la sécurité se présentent.

Phase II de la proposition

La modernisation du cadre des licences d'établissement pour les instruments médicaux (phase II) par Santé Canada propose des modifications ciblées au *Règlement sur les instruments médicaux*. La proposition vise à réduire le fardeau pour l'industrie tout en maintenant une surveillance suffisante pour protéger la santé et la sécurité des Canadiens.

Adopter une approche axée sur les risques pour l'homologation des distributeurs à l'extérieur du Canada

Actuellement, le paragraphe 44(3) du RIM exige que toute personne qui importe un instrument médical s'assure que la personne de qui elle l'importe détient une LEIM. Santé Canada envisage d'adopter une approche d'homologation axée sur les risques en supprimant l'exigence pour les distributeurs situés à l'extérieur du Canada de détenir une LEIM, s'ils vendent uniquement à des importateurs canadiens détenant déjà une LEIM. En conséquence, les importateurs canadiens ne seraient plus responsables de vérifier que leurs distributeurs provenant de l'extérieur du Canada détiennent une LEIM. Les personnes qui n'ont pas de LEIM et qui importent (c'est-à-dire les détaillants et les établissements de santé) devraient continuer à vérifier que la personne auprès de laquelle elles importent détient une LEIM. La proposition maintiendrait toutes les exigences existantes en matière de sécurité et d'efficacité de l'instrument, ainsi que toutes les exigences de sécurité pour les importateurs. Cela aiderait à réduire la redondance pour les intervenants et faciliterait une plus grande harmonisation internationale.

Enable more targeted compliance and enforcement action with requirement for supplier lists

Health Canada currently requests that MDEL applicants and holders voluntarily provide their list of suppliers. A supplier is any person, other than the manufacturer, who distributes (sells) a medical device to an MDEL holder for the purpose of import or sale in Canada. Health Canada is considering making this a mandatory requirement, similar to the requirement for MDEL holders to provide their list of manufacturers. The proposed amendment would require MDEL applicants, and MDEL holders, to identify and list their suppliers during the initial application and once a year during the annual licence review. This would improve the Department's ability to efficiently identify persons selling into and within Canada and allow for more targeted and efficient compliance and enforcement actions. This would support traceability when health and safety risks related to the import and distribution of medical devices in Canada arise.

Close enforcement gaps for standard operating procedures

Section 45 of the MDR requires MDEL applicants to attest to having procedures in place to manage health and safety risks related to the import and distribution of medical devices in Canada. Health Canada's inspection observations revealed that these procedures are often lacking, that there are gaps in how procedures are documented and implemented, and that the procedures need to be kept updated. Health Canada is proposing explicit requirements to set clear expectations for MDEL holders to establish, implement, and maintain standard operating procedures, to better manage health and safety risks related to medical devices sold in Canada.

Feedback and public comments

Health Canada is looking for feedback from stakeholders to help inform the regulatory proposal.

In particular, the Department would like to know the following:

- Based on your perspective, what would be the impact of removing the requirement for MDEL holders in Canada to ensure that their distributors outside Canada have an MDEL?
- If you are an MDEL holder, what has been your experience with voluntarily submitting your list of suppliers to Health Canada? What would be the impact of making this a mandatory requirement?

Permettre une action de conformité et d'application de la loi plus ciblée grâce à l'exigence de listes de fournisseurs

Santé Canada demande actuellement aux demandeurs et aux titulaires de LEIM de fournir volontairement leur liste de fournisseurs. Un fournisseur est toute personne, autre que le fabricant, qui distribue (vend) un instrument médical à un titulaire de licence d'établissement pour l'importation ou la vente au Canada. Santé Canada envisage de rendre cette demande obligatoire, tout comme l'exigence pour les titulaires de licences d'établissement d'instruments médicaux de fournir leur liste de fabricants. La modification proposée exigerait que les demandeurs de LEIM et les titulaires de LEIM identifient et répertorient leurs fournisseurs lors de la demande initiale et une fois par an lors de l'examen annuel de la licence. Cela améliorerait la capacité du Ministère à identifier efficacement les personnes qui vendent au Canada et à l'intérieur du pays, et permettrait des mesures de conformité et d'application de la loi plus ciblées et efficaces. Cela permettrait d'assurer la traçabilité lorsque des risques pour la santé et la sûreté liés à l'importation et à la distribution d'instruments médicaux au Canada surviennent.

Comblar les lacunes en matière d'application des procédures opérationnelles normalisées

L'article 45 du RIM exige que les demandeurs de LEIM attestent avoir mis en place des procédures pour gérer les risques pour la santé et la sûreté liés à l'importation et à la distribution d'instruments médicaux au Canada. Les observations de Santé Canada lors de l'inspection ont révélé que ces procédures sont souvent défectueuses, qu'il existe des lacunes dans la façon dont les procédures sont documentées et mises en œuvre et que les procédures doivent être tenues à jour. Santé Canada propose des exigences explicites pour établir des attentes claires pour les titulaires de LEIM afin de mettre en place et de maintenir des procédures opérationnelles normalisées, afin de mieux gérer les risques pour la santé et la sécurité liés aux instruments médicaux vendus au Canada.

Commentaires et avis publics

Santé Canada recherche les commentaires des intervenants pour contribuer à éclairer la proposition réglementaire.

En particulier, le Ministère aimerait recevoir des commentaires sur les éléments suivants :

- Selon votre point de vue, quel serait l'impact de supprimer l'exigence pour les titulaires de LEIM au Canada de s'assurer que leurs distributeurs à l'extérieur du Canada possèdent une LEIM?
- Si vous êtes titulaire d'une LEIM, quelle a été votre expérience de soumission volontaire de votre liste de fournisseurs à Santé Canada? Quel serait l'impact de rendre cette tâche obligatoire?

- If you are an MDEL holder, do you have a system for implementing and maintaining your documented standard operating procedures?
- What other potential impacts should be taken into consideration when making these proposed changes?

Current status and next steps

Results of this consultation will be used to support Health Canada's prepublication in the *Canada Gazette*, Part I. People in Canada will also have the opportunity to provide comments on the regulatory proposal during the *Canada Gazette*, Part I, public comment period, which is expected to take place in 2025.

Public comment period

This consultation will be open for 30 days, ending December 9, 2024. Interested parties may submit written comments, in English or in French, by email to prsd-questionsdspr@hc-sc.gc.ca or by mail to Jillian Andrews, Acting Associate Director, Compliance Policy and Regulatory Affairs, Policy and Regulatory Strategies Directorate, 200 Eglantine Driveway, Ottawa, Ontario K1A 0K9.

Jillian Andrews

Acting Associate Director
Compliance Policy and Regulatory Affairs
Regulatory Operations and Enforcement Branch

OFFICE OF THE SUPERINTENDENT OF FINANCIAL INSTITUTIONS

INSURANCE COMPANIES ACT

Markel International Insurance Company Limited — Order to insure in Canada risks

Notice is hereby given of the issuance, pursuant to subsection 574(1) of the *Insurance Companies Act*, of an order to insure in Canada risks, effective September 11, 2024, authorizing Markel International Insurance Company Limited, under the name Markel International Insurance Company Limited, in English, and, in French, Markel compagnie d'assurance internationale limitée, to insure risks falling within the classes of property, accident and sickness, boiler and machinery, fidelity, legal expenses, liability and surety insurance.

November 9, 2024

Peter Routledge

Superintendent of Financial Institutions

- Si vous êtes titulaire d'une LEIM, disposez-vous d'un système pour mettre en œuvre et maintenir vos procédures opérationnelles normalisées documentées?
- Quels autres impacts potentiels devraient être pris en considération lors de la mise en œuvre des changements proposés?

État actuel et prochaines étapes

Les résultats de cette consultation seront utilisés pour soutenir la publication préalable de Santé Canada dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Les personnes au Canada auront également l'occasion d'émettre des commentaires sur le projet de règlement au cours de la période de consultation dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, qui devrait avoir lieu en 2025.

Période de commentaires du public

Cette consultation sera ouverte pendant 30 jours, se terminant le 9 décembre 2024. Les parties intéressées peuvent soumettre des commentaires écrits, en anglais ou en français, par courriel à prsd-questionsdspr@hc-sc.gc.ca ou par courrier à Jillian Andrews, directrice adjointe intérimaire, Politiques de conformité et affaires réglementaires, Direction des politiques et des stratégies réglementaires, 200, promenade Eglantine, Ottawa (Ontario) K1A 0K9.

La directrice adjointe intérimaire

Politiques de conformité et affaires réglementaires
Direction générale des opérations réglementaires et de l'application de la loi

Jillian Andrews

BUREAU DU SURINTENDANT DES INSTITUTIONS FINANCIÈRES

LOI SUR LES SOCIÉTÉS D'ASSURANCES

Markel compagnie d'assurance internationale limitée — Ordonnance autorisant à garantir au Canada des risques

Avis est par les présentes donné de la délivrance, conformément au paragraphe 574(1) de la *Loi sur les sociétés d'assurances*, d'une ordonnance portant garantie des risques au Canada, à compter du 11 septembre 2024, autorisant Markel International Insurance Company Limited, sous la dénomination sociale Markel International Insurance Company Limited, en anglais, et, en français, Markel compagnie d'assurance internationale limitée, à garantir des risques et à effectuer des opérations d'assurance dans les branches assurance de biens, accidents et maladie, chaudières et panne de machines, détournements, frais juridiques, responsabilité, et caution.

Le 9 novembre 2024

Le surintendant des institutions financières

Peter Routledge

PRIVY COUNCIL OFFICE*Appointment opportunities*

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

We are equally committed to providing a healthy workplace that supports one's dignity, self-esteem and the ability to work to one's full potential. With this in mind, all appointees will be expected to take steps to promote and maintain a healthy, respectful and harassment-free work environment.

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

Current opportunities

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

Governor in Council appointment opportunities

Position	Organization	Closing date
Director	Bank of Canada	
Chairperson	Canada Deposit Insurance Corporation	
Chairperson	Canada Industrial Relations Board	
Vice-Chairperson	Canada Industrial Relations Board	
Chairperson	Canada Infrastructure Bank	
Director	Canada Lands Company Limited	
Trustee	Canada's National Museums	November 21, 2024

BUREAU DU CONSEIL PRIVÉ*Possibilités de nominations*

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

Nous nous engageons également à offrir un milieu de travail sain qui favorise la dignité et l'estime de soi des personnes et leur capacité à réaliser leur plein potentiel au travail. Dans cette optique, toutes les personnes nommées devront prendre des mesures pour promouvoir et maintenir un environnement de travail sain, respectueux et exempt de harcèlement.

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

Possibilités d'emploi actuelles

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

Possibilités de nominations par le gouverneur en conseil

Poste	Organisation	Date de clôture
Administrateur	Banque du Canada	
Président	Société d'assurance-dépôts du Canada	
Président	Conseil canadien des relations industrielles	
Vice-président	Conseil canadien des relations industrielles	
Président	Banque de l'infrastructure du Canada	
Administrateur	Société immobilière du Canada Limitée	
Administrateur	Musées nationaux du Canada	Le 21 novembre 2024

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Chief Executive Officer	Canadian Accessibility Standards Development Organization		Président-directeur général	Organisation canadienne d'élaboration de normes d'accessibilité	
Director	Canadian Air Transport Security Authority		Administrateur	Administration canadienne de la sûreté du transport aérien	
Director	Canadian Commercial Corporation		Administrateur	Corporation commerciale canadienne	
Director	Canadian Energy Regulator		Administrateur	Régie canadienne de l'énergie	
Assistant Chief Commissioner	Canadian Grain Commission		Vice-président	Commission canadienne des grains	
Chief Commissioner	Canadian Human Rights Commission		Président	Commission canadienne des droits de la personne	
President	Canadian Institutes of Health Research		Président	Instituts de recherche en santé du Canada	
Director	Canadian Race Relations Foundation		Administrateur	Fondation canadienne des relations raciales	
Director	Canadian Tourism Commission		Administrateur	Commission canadienne du tourisme	
President	Canadian Tourism Commission		Président-directeur général	Commission canadienne du tourisme	
Chairperson	Civilian Review and Complaints Commission for the Royal Canadian Mounted Police		Président	Commission civile d'examen et de traitement des plaintes relatives à la Gendarmerie royale du Canada	
Vice-Chairperson	Civilian Review and Complaints Commission for the Royal Canadian Mounted Police		Vice-président	Commission civile d'examen et de traitement des plaintes relatives à la Gendarmerie royale du Canada	
Member	Copyright Board		Commissaire	Commission du droit d'auteur	
Director	Defence Construction (1951) Limited		Administrateur	Construction de défense (1951) Limitée	
Member	Employment Insurance Board of Appeal	December 16, 2024	Membre	Conseil d'appel en assurance-emploi	Le 16 décembre 2024
Regional Coordinator	Employment Insurance Board of Appeal	December 16, 2024	Coordonnateur régional	Conseil d'appel en assurance-emploi	Le 16 décembre 2024
President	Export Development Canada		Président	Exportation et développement Canada	
Vice-Chairperson	Federal Public Sector Labour Relations and Employment Board		Vice-président	Commission des relations de travail et de l'emploi dans le secteur public fédéral	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Director (Federal)	Halifax Port Authority		Administrateur (Fédéral)	Administration portuaire de Halifax	
Member	Historic Sites and Monuments Board of Canada		Commissaire	Commission des lieux et monuments historiques du Canada	
Member	National Seniors Council		Membre	Conseil national des aînés	
Member	Natural Sciences and Engineering Research Council		Conseiller	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie	
Member	Net-Zero Advisory Body		Membre	Groupe consultatif pour la carboneutralité	
Canadian Representative	North Atlantic Salmon Conservation Organization		Représentant canadien	Organisation pour la conservation du saumon de l'Atlantique nord	
Commissioner of Official Languages	Office of the Commissioner of Official Languages		Commissaire aux langues officielles	Commissariat aux langues officielles	
Deputy Director of Public Prosecutions	Office of the Director of Public Prosecutions		Adjoint au directeur des poursuites pénales	Bureau du directeur des poursuites pénales	
Ombudsperson for the Department of National Defence and the Canadian Forces	Office of the Ombudsperson for the Department of National Defence and the Canadian Forces		Ombudsman de la Défense nationale et des Forces canadiennes	Bureau de l'ombudsman de la Défense nationale et des Forces canadiennes	
Senate Ethics Officer	Office of the Senate Ethics Officer		Conseiller sénatorial en éthique	Bureau du conseiller sénatorial en éthique	
Member	Parole Board of Canada	November 19, 2024	Membre	Commission des libérations conditionnelles du Canada	Le 19 novembre 2024
Member	Payments in Lieu of Taxes Dispute Advisory Panel		Membre	Comité consultatif sur le règlement des différends associés aux paiements en remplacement d'impôts	
Principal	Royal Military College of Canada		Recteur	Collège militaire royal du Canada	
Director	Sept-Îles Port Authority		Administrateur	Administration portuaire de Sept-Îles	
Administrator	Ship-source Oil Pollution Fund and Fund for Railway Accidents Involving Designated Goods		Administrateur	Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires et Caisse d'indemnisation pour les accidents ferroviaires impliquant des marchandises désignées	
Chief Statistician	Statistics Canada		Statisticien en chef	Statistique Canada	

Position	Organization	Closing date	Poste	Organisation	Date de clôture
Co-chair	Sustainable Jobs Partnership Council		Coprésident	Conseil du partenariat pour des emplois durables	
Member	Sustainable Jobs Partnership Council		Membre	Conseil du partenariat pour des emplois durables	
Chairperson	The Jacques-Cartier and Champlain Bridges Inc.		Président	Les Ponts Jacques-Cartier et Champlain Inc.	
Secretary	The National Battlefields Commission		Secrétaire	Commission des champs de bataille nationaux	
Chairperson	VIA Rail Canada Inc.		Président	VIA Rail Canada Inc.	
Chairperson	Windsor-Detroit Bridge Authority		Président	Autorité du pont Windsor-Dé debates	

PARLIAMENT**HOUSE OF COMMONS**

First Session, 44th Parliament

PRIVATE BILLS

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

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

Charles Robert

Clerk of the House of Commons

ROYAL ASSENT

Thursday, October 31, 2024

On Thursday, October 31, 2024, Her Excellency the Governor General signified assent in His Majesty's name to the bill listed below.

Assent was signified by written declaration, pursuant to the *Royal Assent Act*, S.C. 2002, c. 15. Section 5 of that Act provides that each Act "... is deemed to be assented to on the day on which the two Houses of Parliament have been notified of the declaration."

The Senate was notified of the written declaration on Thursday, October 31, 2024.

The House of Commons was notified of the written declaration on Thursday, October 31, 2024.

An Act establishing the Public Complaints and Review Commission and amending certain Acts and statutory instruments
(Bill C-20, chapter 25, 2024)

Shaila Anwar

Clerk of the Senate and Clerk of the Parliaments

PARLEMENT**CHAMBRE DES COMMUNES**

Première session, 44^e législature

PROJETS DE LOI D'INTÉRÊT PRIVÉ

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

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

Le greffier de la Chambre des communes

Charles Robert**SANCTION ROYALE**

Le jeudi 31 octobre 2024

Le jeudi 31 octobre 2024, Son Excellence la gouverneure générale a accordé la sanction royale au nom de Sa Majesté au projet de loi mentionné ci-dessous.

La sanction a été octroyée par déclaration écrite, conformément à la *Loi sur la sanction royale*, L.C. 2002, ch. 15. Aux termes de l'article 5 de cette loi, « la déclaration écrite porte sanction royale le jour où les deux chambres du Parlement en ont été avisées ».

Le Sénat a été informé de la déclaration écrite le jeudi 31 octobre 2024.

La Chambre des communes a été informée de la déclaration écrite le jeudi 31 octobre 2024.

Loi établissant la Commission d'examen et de traitement des plaintes du public et modifiant certaines lois et textes réglementaires
(Projet de loi C-20, chapitre 25, 2024)

La greffière du Sénat et greffière des Parlements

Shaila Anwar

COMMISSIONS

CANADA ENERGY REGULATOR

APPLICATION TO EXPORT ELECTRICITY TO THE UNITED STATES

Halia Energy LLC

By an application dated 5 November 2024, Halia Energy LLC (the Applicant), has applied to the Canada Energy Regulator (the CER) under Division 2 of Part 7 of the *Canadian Energy Regulator Act* (the Act) for authorization to export up to 2 700 000 MWh of combined firm and interruptible energy annually, for a period of 10 years.

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

1. The Applicant shall provide a copy of the application by email to any person who requests one by emailing legal@haliaenergy.com. The application is also publicly available on the [CER's website](#).
2. Written submissions that any interested party wishes to present shall be filed online with the CER in care of the Secretary of the Commission, and emailed to the Applicant, by 9 December 2024.
3. Pursuant to subsection 359(2) of the Act, the Commission is interested in the views of submitters with respect to
 - (a) the effect of the exportation of the electricity on provinces other than that from which the electricity is to be exported; and
 - (b) whether the Applicant has
 - (i) informed those who have declared an interest in buying electricity for consumption in Canada of the quantities and classes of service available for sale, and
 - (ii) given an opportunity to buy electricity on conditions as favourable as the conditions specified in the application to those who, within a reasonable time after being so informed, demonstrate an intention to buy electricity for consumption in Canada.
4. Any answer to submissions that the Applicant wishes to present, in response to items 2 and 3 of this Notice of Application and Directions on Procedure, shall be filed with the CER in care of the Secretary of the

COMMISSIONS

RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA

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

Halia Energy LLC

Dans une demande datée du 5 novembre 2024, Halia Energy LLC (le demandeur) a sollicité auprès de la Régie de l'énergie du Canada (la Régie), aux termes de la section 2 de la partie 7 de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (la LRCE), l'autorisation d'exporter jusqu'à une quantité globale de 2 700 000 MWh par année d'énergie garantie et interruptible, pendant une période de 10 ans.

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

1. Le demandeur doit transmettre une copie de la demande par courriel à toute personne qui manifeste son intérêt en écrivant à legal@haliaenergy.com. La demande peut également être consultée sur le [site Web de la Régie](#).
2. Les observations écrites des parties intéressées doivent être déposées en ligne auprès de la Régie aux soins de la secrétaire de la Commission et transmises par courriel au demandeur au plus tard le 9 décembre 2024.
3. Suivant le paragraphe 359(2) de la LRCE, la Commission considérera les points de vue des déposants sur les questions suivantes :
 - a) les conséquences de l'exportation sur les provinces autres que la province exportatrice;
 - b) le fait que le demandeur :
 - (i) a informé quiconque s'est montré intéressé par l'achat de l'électricité pour consommation au Canada des quantités et des catégories de services offerts,
 - (ii) a donné la possibilité d'acheter de l'électricité à des conditions aussi favorables que celles indiquées dans la demande, à ceux qui ont, dans un délai raisonnable suivant la communication de ce fait, manifesté l'intention d'acheter de l'électricité pour consommation au Canada.
4. Toute réponse du demandeur aux observations concernant les points 2 et 3 du présent Avis de demande et instructions relatives à la procédure doit être déposée auprès de la Régie aux soins de la secrétaire de la

Commission and emailed to the party that filed the submission by 24 December 2024.

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

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

Ramona Sladic

Secretary of the Commission of the Canada Energy Regulator

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

DETERMINATION

Lifting equipment and accessories

Notice is given that, after completing its inquiry, the Canadian International Trade Tribunal made a determination (file PR-2024-008) on September 20, 2024, with respect to a complaint filed by ADOR Tech Inc. (ADOR), of Newmarket, Ontario, pursuant to subsection 30.11(1) of the *Canadian International Trade Tribunal Act*, concerning a procurement (solicitation WS4463392153) by the Department of Public Works and Government Services (PWGSC) on behalf of the Department of Transport. The solicitation was for the supply of a new mobile vehicle lift.

ADOR alleged that PWGSC violated provisions of the applicable trade agreements in its evaluation of the solicitation's technical requirements.

Having examined the evidence presented by the parties and considered the provisions of various trade agreements, the Tribunal determined that the complaint was not valid.

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

Ottawa, October 31, 2024

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

NOTICE TO INTERESTED PARTIES

The Commission posts on its [website](#) original, detailed decisions, notices of consultation, regulatory policies,

Commission et envoyée par courriel à la partie qui a soumis les observations au plus tard le 24 décembre 2024.

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

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

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

Ramona Sladic

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

DÉCISION

Équipements et accessoires de levage

Avis est donné que le Tribunal canadien du commerce extérieur, à la suite de son enquête, a rendu une décision (dossier PR-2024-008) le 20 septembre 2024 concernant une plainte déposée par ADOR Tech Inc. (ADOR), de Newmarket (Ontario), aux termes du paragraphe 30.11(1) de la *Loi sur le Tribunal canadien du commerce extérieur*, au sujet d'un marché (appel d'offres WS4463392153) passé par le ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux (TPSGC) au nom du ministère des Transports. L'appel d'offres portait sur la fourniture d'un nouveau pont élévateur mobile.

ADOR alléguait que TPSGC avait violé des dispositions des accords commerciaux applicables lors de son évaluation des exigences techniques de l'appel d'offres.

Après avoir examiné les éléments de preuve présentés par les parties et tenu compte des dispositions de divers accords commerciaux, le Tribunal a jugé que la plainte n'était pas fondée.

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

Ottawa, le 31 octobre 2024

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

AVIS AUX INTÉRESSÉS

Le Conseil affiche sur son [site Web](#) les décisions, les avis de consultation, les politiques réglementaires, les

information bulletins and orders as they come into force. In accordance with Part 1 of the *Canadian Radio-television and Telecommunications Commission Rules of Practice and Procedure*, these documents may be examined at the Commission's office, as can be documents relating to a proceeding, including the notices and applications, which are posted on the Commission's website, under "[Public proceedings & hearings](#)."

The following documents are abridged versions of the Commission's original documents.

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

PART 1 APPLICATIONS

The following application for renewal or amendment, or complaint was posted on the Commission's website between October 25 and October 31, 2024.

bulletins d'information et les ordonnances originales et détaillées qu'il publie dès leur entrée en vigueur. Conformément à la partie 1 des *Règles de pratique et de procédure du Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes*, ces documents peuvent être consultés au bureau du Conseil, comme peuvent l'être tous les documents qui se rapportent à une instance, y compris les avis et les demandes, qui sont affichés sur le site Web du Conseil sous la rubrique « [Instances publiques et audiences](#) ».

Les documents qui suivent sont des versions abrégées des documents originaux du Conseil.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

DEMANDES DE LA PARTIE 1

La demande de renouvellement ou de modification ou la plainte suivante a été affichée sur le site Web du Conseil entre le 25 octobre et le 31 octobre 2024.

Application filed by / Demande présentée par	Application number / Numéro de la demande	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province	Deadline for submission of interventions, comments or replies / Date limite pour le dépôt des interventions, des observations ou des réponses
Bell Media Inc.	2024-0542-2	CJCH-TV-6	Caledonia	Nova Scotia / Nouvelle-Écosse	November 27, 2024 / 27 novembre 2024

DECISIONS

DÉCISIONS

Decision number / Numéro de la décision	Publication date / Date de publication	Applicant's name / Nom du demandeur	Undertaking / Entreprise	City / Ville	Province
2024-262	October 28, 2024 / 28 octobre 2024	Google LLC	Exemption Order from the <i>Online News Act</i> granted to Google / Ordonnance d'exemption à la <i>Loi sur les nouvelles en ligne</i> accordée à Google	Across Canada / L'ensemble du Canada	N.A. / s.o.
2024-265	October 31, 2024 / 31 octobre 2024	Bayshore Broadcasting Corporation	CFOS	Owen Sound	Ontario

MISCELLANEOUS NOTICES**BNY TRUST COMPANY OF CANADA****REDUCTION OF STATED CAPITAL**

As required under subsection 78(5) of the *Trust and Loan Companies Act* (Canada), notice is hereby given that BNY Trust Company of Canada (the “Company”) intends to apply to the Superintendent of Financial Institutions (Canada) [“Superintendent”] for approval to reduce the stated capital of the common shares of the Company in accordance with the special resolution passed by the sole shareholder of the Company on September 12, 2024, a copy of which is set out below.

“RESOLVED AS A SPECIAL RESOLUTION THAT

1. Subject to the approval of the Superintendent, and in accordance with section 78 of the *Trust and Loan Companies Act* (Canada), the stated capital of the Company be reduced by an amount of up to \$26.5 million (the “Authorized Limit”) by reducing the stated capital account maintained for its common shares, such amount to be distributed to the sole shareholder of the Company;
2. The directors and officers of the Company are hereby authorized and directed to apply under section 78 of the *Trust and Loan Companies Act* (Canada) for approval of this resolution and such reduction of stated capital;
3. The Company’s Chief Financial Officer shall determine the amount of any such reduction of stated capital within the Authorized Limit; and
4. Any director or officer of the Company be and is hereby authorized and directed, for and on behalf of the Company, to execute and deliver all such documents and to do such other acts or things as may be determined to be necessary or advisable to give effect to this resolution, the execution of any such document or the doing of any such other act or thing being conclusive evidence of such determination.”

The publication of this notice should not be construed as evidence that approval will be issued for the reduction of capital.

Toronto, September 21, 2024

BNY Trust Company of Canada

AVIS DIVERS**COMPAGNIE TRUST BNY CANADA****RÉDUCTION DU CAPITAL DÉCLARÉ**

Conformément au paragraphe 78(5) de la *Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt* (Canada), avis est donné par les présentes que Compagnie Trust BNY Canada (la « Société ») a l’intention de demander au surintendant des institutions financières du Canada (le « Surintendant ») d’approuver la réduction du capital déclaré des actions ordinaires de la Société conformément à la résolution extraordinaire adoptée par son unique actionnaire le 12 septembre 2024, dont le texte figure ci-après.

« IL EST RÉSOLU, PAR VOIE DE RÉOLUTION EXTRAORDINAIRE, CE QUI SUIT :

1. Sous réserve de l’agrément du Surintendant, et conformément à l’article 78 de la *Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt* (Canada), le capital déclaré de la Société sera réduit d’un montant maximal de 26,5 millions de dollars (la « limite autorisée »), déduit du compte capital déclaré pour ses actions ordinaires, ce montant devant être versé à l’unique actionnaire de la Société;
2. Les administrateurs et les dirigeants de la Société ont par les présentes l’autorisation et le mandat de demander, en vertu de l’article 78 de la *Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt* (Canada), l’approbation de cette résolution et de cette réduction du capital déclaré;
3. Le chef des finances de la Société déterminera le montant de toute réduction du capital déclaré conformément à la limite autorisée;
4. Tout administrateur ou dirigeant de la Société a par les présentes l’autorisation et le mandat, pour et au nom de la Société, de signer et de remettre tous les documents, ainsi que d’accomplir toutes les mesures ou tous les actes jugés nécessaires ou souhaitables pour donner effet à la présente résolution, la signature d’un tel document et l’accomplissement d’un tel acte ou d’une telle mesure constituant une preuve concluante d’une telle décision. »

La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une preuve qu’un agrément sera donné pour la réduction du capital.

Toronto, le 21 septembre 2024

Compagnie Trust BNY Canada

DEFINITY INSURANCE COMPANY**REDUCTION OF STATED CAPITAL**

As required under subsection 79(5) of the *Insurance Companies Act* (Canada), notice is hereby given that Definity Insurance Company (the “Company”) intends to apply to the Superintendent of Financial Institutions (Canada) for approval to reduce the stated capital of the common shares of the Company in accordance with the special resolution passed by the sole shareholder of the Company on October 30, 2024, a copy of which is set out below.

“RESOLVED AS A SPECIAL RESOLUTION THAT:

1. Subject to the approval of the Superintendent of Financial Institutions (Canada), and in accordance with section 79 of the *Insurance Companies Act* (Canada), the stated capital of the Company be reduced by December 31, 2024, by an amount of up to \$300,000,000 in the aggregate (the “Authorized Limit”) by reducing the stated capital account maintained for its common shares, such amount to be distributed in one or more payments on or before December 31, 2024 to the sole shareholder of the Company;
2. The directors and officers of the Company are hereby authorized and directed to apply under section 79 of the *Insurance Companies Act* (Canada) for approval of this resolution and such reduction of stated capital;
3. The Company’s President and Chief Executive Officer or Executive Vice-President and Chief Financial Officer shall determine the amount and timing of each such payment, which shall be no later than December 31, 2024 and no greater in aggregate than the Authorized Limit; and
4. Any officer or director of the Company is authorized and directed, for and on behalf of the Company, to execute and deliver all such documents and to do such other acts or things as may be determined to be necessary or advisable to give effect to this resolution, the execution of any such document or the doing of any such act or thing being conclusive evidence of such determination.”

The publication of this notice should not be construed as evidence that approval will be issued for the reduction of capital. The granting of the approval will be dependent upon the normal *Insurance Companies Act* (Canada)

COMPAGNIE D’ASSURANCE DEFINITY**RÉDUCTION DU CAPITAL DÉCLARÉ**

Tel qu’il est requis en vertu du paragraphe 79(5) de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada), avis est par les présentes donné que la Compagnie d’assurance Definity (la « Société ») a l’intention de demander au surintendant des institutions financières du Canada d’approuver la réduction du capital déclaré des actions ordinaires de la Société conformément à la résolution extraordinaire adoptée par l’unique actionnaire de la Société le 30 octobre 2024, dont le texte figure ci-après.

« IL EST RÉSOLU, À TITRE DE RÉOLUTION EXTRAORDINAIRE, CE QUI SUIT :

1. Sous réserve de l’agrément du surintendant des institutions financières du Canada, et conformément à l’article 79 de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada), le capital déclaré de la Société sera réduit et distribué en un ou plusieurs versements totalisant un montant maximal de 300 000 000 \$ (la « limite autorisée ») d’ici le 31 décembre 2024, en appliquant cette réduction au compte capital déclaré maintenu pour ses actions ordinaires, ces sommes devant être versées à l’unique actionnaire de la Société;
2. Les administrateurs et les dirigeants de la Société ont par les présentes l’autorisation et le mandat de demander, en vertu de l’article 79 de la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada), l’approbation de cette résolution et de cette réduction du capital déclaré;
3. Le président et chef de la direction ou le vice-président exécutif et dirigeant principal des finances de la Société déterminera le montant et le moment de chaque paiement, qui doit tomber au plus tard le 31 décembre 2024 et ne doit pas être supérieur dans l’ensemble à la limite autorisée;
4. Tout dirigeant ou administrateur de la Société a par les présentes l’autorisation et le mandat, pour la Société et en son nom, de signer et de remettre tous les documents, ainsi que de prendre toutes les mesures jugées nécessaires ou souhaitables pour donner effet à la présente résolution, la signature de ces documents et la prise de ces mesures constituant une preuve concluante de cette décision. »

La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une preuve qu’une approbation sera donnée pour la réduction du capital. L’approbation sera tributaire du processus normal d’examen des demandes prévu

review process and the discretion of the Superintendent of Financial Institutions (Canada).

Waterloo, November 9, 2024

Definity Insurance Company

E.SUN COMMERCIAL BANK, LTD.

APPLICATION TO ESTABLISH A FOREIGN BANK BRANCH

Notice is given pursuant to subsection 525(2) of the *Bank Act* (Canada) that E.SUN Commercial Bank, Ltd., a foreign bank with its head office in Taipei City in Taiwan (Republic of China), and a wholly owned subsidiary of E.SUN Financial Holding Company, Ltd., intends to apply to the Minister of Finance (Canada) for an order permitting it to establish a full-service branch in Canada to carry on the business of banking in Canada. The branch will carry on business under the name E.SUN Commercial Bank, Ltd. Its principal office will be located in Toronto, Ontario.

Any person who objects to the proposed order may submit an objection in writing to the Office of the Superintendent of Financial Institutions (Canada), 255 Albert Street, Ottawa, Ontario K1A 0H2, on or before December 16, 2024.

The publication of this notice should not be construed as evidence that an order will be issued to establish the foreign bank branch. The granting of the order will be dependent on the normal *Bank Act* (Canada) application review process and the discretion of the Minister of Finance (Canada).

October 26, 2024

E.SUN Commercial Bank, Ltd.

By its solicitors

Fasken Martineau DuMoulin LLP

NATIONAL BANK OF CANADA

CANADIAN WESTERN BANK

LETTERS PATENT OF AMALGAMATION

Notice is hereby given, pursuant to the provisions of section 228 of the *Bank Act* (Canada), that National Bank of Canada (“NBC”) and Canadian Western Bank (“CWB”) [together, the “Applicants”] intend to make a joint application to the Minister of Finance for letters patent of amalgamation continuing the Applicants as one bank

par la *Loi sur les sociétés d’assurances* (Canada) et de la décision du surintendant des institutions financières du Canada.

Waterloo, le 9 novembre 2024

Compagnie d’assurance Definity

E.SUN COMMERCIAL BANK, LTD.

DEMANDE D’OUVERTURE D’UNE SUCCURSALE DE BANQUE ÉTRANGÈRE

Avis est donné en vertu du paragraphe 525(2) de la *Loi sur les banques* (Canada) qu’E.SUN Commercial Bank, Ltd., banque étrangère ayant son siège à Taipei, à Taïwan (République de Chine) et filiale en propriété exclusive d’E.SUN Financial Holding Company, Ltd., a l’intention de demander au ministre des Finances (Canada) un arrêté l’autorisant à ouvrir une succursale offrant des services complets au Canada pour y exercer des activités bancaires. La succursale exercera ses activités sous la dénomination d’E.SUN Commercial Bank, Ltd. Son bureau principal sera situé à Toronto, en Ontario.

Toute personne qui s’oppose à la prise de l’arrêté peut notifier par écrit son opposition au Bureau du surintendant des institutions financières (Canada), 255, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0H2, au plus tard le 16 décembre 2024.

La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une preuve du fait qu’un arrêté autorisant l’ouverture de la succursale de banque étrangère sera pris. La prise de l’arrêté dépendra du processus normal d’examen des demandes en vertu de la *Loi sur les banques* (Canada) et sera à la discrétion du ministre des Finances (Canada).

Le 26 octobre 2024

E.SUN Commercial Bank, Ltd.

Agissant par l’entremise de ses avocats

Fasken Martineau DuMoulin S.E.N.C.R.L., s.r.l.

BANQUE NATIONALE DU CANADA

BANQUE CANADIENNE DE L’OUEST

LETTRES PATENTES DE FUSION

Avis est par les présentes donné, en vertu de l’article 228 de la *Loi sur les banques* (Canada), que la Banque Nationale du Canada (« BNC ») et la Banque canadienne de l’Ouest (« BCO ») [ensemble, les « Requérents »] entendent soumettre une demande conjointe au ministre des Finances visant des lettres patentes de fusion fusionnant et

under the name “National Bank of Canada” in English and “Banque Nationale du Canada” in French. The head office of the amalgamated bank would be located in Montréal, Quebec. The application for letters patent of amalgamation is conditional on NBC receiving the required regulatory approvals for acquiring the shares of CWB (“Proposed Acquisition”).

The proposed amalgamation will take effect after the completion of the Proposed Acquisition. The effective date of the proposed amalgamation will be the date fixed by the letters patent of amalgamation. If the Proposed Acquisition is not completed, the Applicants will not amalgamate.

Note: The publication of this notice should not be construed as evidence that letters patent will be issued. The granting of the letters patent will be dependent on the normal *Bank Act* (Canada) application review process and the discretion of the Minister of Finance.

October 19, 2024

National Bank of Canada
Canadian Western Bank

prorogéant les Requérants en une seule et même banque sous la dénomination « Banque Nationale du Canada » en français et « National Bank of Canada » en anglais. Le siège social de la banque fusionnée serait situé à Montréal, au Québec. La demande visant les lettres patentes de fusion est subordonnée à la réception par la BNC des approbations requises de la part des autorités de réglementation à l’égard de l’acquisition des actions de la BCO (l’« acquisition proposée »).

La fusion proposée prendra effet après la réalisation de l’acquisition proposée. La date de prise d’effet de la fusion proposée sera la date fixée aux termes des lettres patentes de fusion. Si l’acquisition proposée ne se réalise pas, les Requérants ne procéderont pas à la fusion.

Remarque : La publication du présent avis ne doit pas être interprétée comme une preuve que les lettres patentes seront délivrées. La délivrance des lettres patentes dépendra du processus normal d’examen des demandes aux termes de la *Loi sur les banques* (Canada) et de la décision du ministre des Finances.

Le 19 octobre 2024

Banque Nationale du Canada
Banque canadienne de l’Ouest

PROPOSED REGULATIONS

Table of contents

Environment, Dept. of the

Regulations Amending the Output-Based Pricing System Regulations..... 3373

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

Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap Regulations 3264

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Table des matières

Environnement, min. de l'

Règlement modifiant le Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement..... 3373

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

Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier 3264

Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap 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: As part of its commitment under the Paris Agreement, the Government of Canada (the Government) published the [2030 Emissions Reduction Plan](#) (ERP), which emphasized the urgent need to address climate change while also identifying the opportunities associated with moving towards a low-carbon economy. The ERP puts Canada on a path to achieve net-zero greenhouse gas (GHG) emissions by 2050: it includes measures to achieve Canada's climate goals and seize new economic opportunities across all sectors of the economy. GHGs are the major contributor to climate change. The oil and gas sector has long been the largest source of GHG emissions in Canada. The 2024 [National Inventory Report](#) (NIR) notes that in 2022, the oil and gas sector was responsible for 31% of Canada's GHG emissions, accounting for 217 megatonnes (Mt) of carbon dioxide equivalent (CO₂e). Despite steady reductions in emissions intensity, while most other industrial sectors are reducing emissions and growing production, oil and gas emissions remain consistently high as production and economic activity in the sector continue to grow.

Although global demand for oil and gas is expected to decline as the global economy switches to cleaner fuels to address the urgent issue of climate change, global demand for oil and gas will continue for the foreseeable

Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier

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

(Le présent résumé ne fait pas partie des règlements.)

Résumé

Enjeux : Dans le cadre de son engagement pris en vertu de l'Accord de Paris, le gouvernement du Canada (le gouvernement) a publié le [Plan de réduction des émissions pour 2030](#) (PRÉ), dans lequel il souligne qu'il est urgent de lutter contre les changements climatiques tout en identifiant les possibilités associées au passage à une économie à faibles émissions de carbone. Le PRÉ trace la voie pour que le Canada atteigne la carboneutralité à l'égard des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050. Le plan comprend des mesures qui permettront d'atteindre les objectifs climatiques du Canada et de saisir les nouvelles possibilités économiques dans tous les secteurs de l'économie. Les GES sont les principaux contributeurs aux changements climatiques. Le secteur pétrolier et gazier est depuis longtemps la plus grande source d'émissions de GES au Canada. Le [Rapport d'inventaire national](#) (RIN) de 2024 indique qu'en 2022, le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble était responsable de 31 % des émissions de GES du Canada, soit 217 mégatonnes (Mt) d'équivalent de dioxyde de carbone (CO₂e). Malgré les réductions constantes de l'intensité des émissions et alors que la plupart des autres secteurs industriels réduisent leurs émissions tout en augmentant la production, les émissions du secteur pétrolier et gazier demeurent élevées étant donné que la production et l'activité économique du secteur sont en croissance.

Bien que la demande mondiale pour le pétrole et le gaz devrait diminuer à mesure que l'économie mondiale adopte des combustibles plus propres afin de résoudre la question urgente des changements climatiques, il

future. In a low-carbon world, improvements in emissions intensity are likely to improve the sector's competitiveness over time. Therefore, decreasing emissions from the oil and gas sector is necessary, both to reach the Government of Canada's emission reduction targets of 40% to 45% below 2005 levels by 2030 and net-zero emissions by 2050, and to ensure that the sector remains competitive well into the future. To remain competitive in this global market, it is important that Canada's oil and gas sector reduce its emissions from production by deploying clean technologies while also exploring opportunities to transition to producing non-emitting products and services such as hydrogen and petrochemicals.

Description: The proposed *Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap Regulations* (the proposed Regulations) would cap emissions from certain activities in the oil and gas sector and would prohibit operators from emitting GHGs from specified activities in the sector, unless the operator registers by submitting the required information to the Minister of the Environment (the Minister). Emissions allowances would be distributed to operators that are covered by the remittance obligations in the proposed Regulations, with the total number of allowances equal to the emissions cap. In addition to emissions allowances, operators with remittance obligations would be able to use a limited quantity of compliance flexibility units (eligible offset credits and decarbonization units). The emissions cap combined with the limited access to compliance flexibility would ensure GHG emissions do not exceed a legal upper bound.

The proposed Regulations would also make consequential amendments to the *Output-Based Pricing System Regulations* (OBPS Regulations) and to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement* (Canadian Environmental Protection Act, 1999) [the Designation Regulations].

Rationale: The proposed Regulations would ensure that emissions from the oil and gas sector are reduced and establish the framework needed to ensure emissions decline over time in a manner that is consistent with a path towards net-zero emissions by 2050. The proposed Regulations are expected to achieve GHG reductions while enabling the sector to increase

continuera d'y avoir une demande mondiale pour le pétrole et le gaz dans un avenir prévisible. Dans un monde à faibles émissions de carbone, les améliorations de l'intensité des émissions sont susceptibles d'améliorer la compétitivité du secteur au fil du temps. Il est donc nécessaire de réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier autant pour atteindre les objectifs du gouvernement de réduire les émissions de GES de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 et de parvenir à la carboneutralité d'ici 2050 que pour s'assurer que le secteur demeure concurrentiel pendant longtemps. Pour demeurer concurrentiel sur le marché mondial, il est important que le secteur pétrolier et gazier du Canada réduise ses émissions de production en déployant des technologies propres tout en explorant des possibilités de faire la transition vers la production de produits et de services sans émission, comme l'hydrogène et les produits pétrochimiques.

Description : Le projet de *Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier* (ci-après appelé le projet de règlement) plafonnerait les émissions provenant de certaines activités exercées au sein du secteur pétrolier et gazier et interdirait aux exploitants du secteur d'émettre des GES en raison d'activités visées, à moins que l'exploitant ne s'enregistre en transmettant les renseignements requis au ministre de l'Environnement (le ministre). Des allocations seraient distribuées aux exploitants visés par l'obligation de remise du projet du règlement, de façon à ce que la quantité totale d'allocations distribuée soit égale au plafond d'émissions. En plus des allocations, les exploitants ayant des obligations de remise pourraient également avoir accès à une quantité limitée d'unités provenant de mécanismes de souplesse en matière de conformité, soit des crédits compensatoires canadiens admissibles et des unités de décarbonation. Le plafond d'émissions combiné avec l'accès limité aux mécanismes de souplesse en matière de conformité feraient en sorte que les émissions de GES ne dépassent pas la limite supérieure légale des émissions.

Le projet de règlement apporterait des modifications corrélatives au *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement* (Règlement sur le STFR) et au *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application – Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [le Règlement sur les dispositions désignées].

Justification : Le projet de règlement permettrait d'assurer la diminution des émissions du secteur pétrolier et gazier et établirait le cadre nécessaire pour assurer que les émissions diminuent au fil du temps et de manière cohérente à l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Le projet de règlement devrait réduire les émissions de GES tout en permettant au secteur

production from historic levels in response to global demand. This would address the Government's objectives for the oil and gas emissions cap-and-trade system to establish a mechanism to ensure the sector reduces GHG emissions and is on a path to net-zero emissions in a way that allows the sector to compete in the emerging net-zero global economy.

Forecasts of global oil and gas demand are uncertain. The proposed Regulations are designed to account for changes in production and emissions in the near future by setting the emissions cap based on 2026 reported data, rather than relying on historic data and projections. This would provide sufficient time to set the actual emissions cap level and distribute allowances before the first compliance period begins in 2030.

A review of the proposed Regulations would conclude within five years after they come into force. This would include a review of global market dynamics, decarbonization technologies, technically achievable reductions and the access the sector has to compliance flexibilities. This information would be used to set the emissions cap for the post-2032 period.

In addition, the Government will monitor developments in the sector on an ongoing basis, and will take action as appropriate to ensure the full suite of policies and measures supporting decarbonization efforts reflect up-to-date information.

Cost-benefit statement: The costs and benefits of the proposed Regulations have been evaluated relative to a baseline that assumes production in the oil and gas sector grows, existing GHG policies and measures are in place, and the sector achieves a 75% reduction in methane emissions relative to 2012 levels consistent with the proposed *Regulations Amending the Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)*.

Over the time frame of this analysis (2025 to 2032), the proposed Regulations are estimated to result in net cumulative GHG emissions reductions of 13.4 Mt incremental to the policies and measures that are included in the baseline. These incremental reductions are valued at almost \$4.0 billion in avoided climate change

d'accroître la production par rapport aux niveaux historiques en réponse à la demande mondiale. Cette approche répondrait aux objectifs du gouvernement concernant le système de plafonnement et d'échange pour les émissions du secteur pétrolier et gazier, qui consiste en l'établissement d'un mécanisme qui garantit que le secteur réduit ses émissions de GES et est sur la voie de la carboneutralité, d'une façon lui permettant d'être concurrentiel dans l'économie mondiale carboneutre émergente.

Les estimations de la demande mondiale de pétrole et de gaz sont incertaines. Le projet de règlement est conçu pour prendre en compte les changements dans la production et les émissions dans un futur rapproché en établissant le plafond d'émissions sur la base des données déclarées en 2026 plutôt qu'en s'appuyant sur des données historiques et des prévisions. Cette approche donnerait suffisamment de temps pour établir le niveau réel du plafond d'émissions et distribuer les allocations avant le début de la première période de conformité en 2030.

Un examen du projet de règlement devrait être effectué cinq ans après son entrée en vigueur. Cet examen comprendrait une révision des dynamiques du marché mondial, des technologies de décarbonation, des réductions techniquement réalisables et de l'accès du secteur à des mécanismes de souplesse en matière de conformité. Cet examen serait également utilisé afin d'établir le plafond d'émissions après 2032.

De plus, le gouvernement examinera continuellement les développements dans le secteur pétrolier et gazier et prendra des mesures lorsque nécessaire afin de s'assurer que l'ensemble des mesures et des politiques en soutien aux efforts de décarbonation reflètent les renseignements les plus à jour.

Énoncé des coûts et avantages : Les coûts et des avantages du projet de règlement ont été évalués par rapport à un scénario de référence qui suppose que la production dans le secteur pétrolier et gazier croît, que les politiques et mesures de réduction des GES existantes sont en place et que le secteur réduit ses émissions de méthane de 75 % sous les niveaux de 2012 de manière cohérente avec le projet de *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*.

Il est estimé qu'au cours de la période visée par la présente analyse, soit de 2025 à 2032, le projet de règlement entraînerait des réductions d'émissions de GES nettes cumulatives de 13,4 Mt supplémentaires aux politiques et aux mesures incluses dans le scénario de référence. Ces réductions supplémentaires représenteraient des

damages. The proposed Regulations are also estimated to have some incremental impacts on the economy, valued at \$3.3 billion, and some administrative costs to industry and government estimated to be \$219 million. The costs to the economy arise primarily from the costs to the sector to reduce emissions in response to the emissions cap. Thus, even without various benefits that are not considered, the proposed Regulations are estimated to have net benefits of \$428 million. The impacts accounted for in this analysis do not include a comprehensive inventory of all the impacts of the proposed Regulations. They do not account for the benefits from reduced air pollution. They do not account for impacts on the jobs and associated economic activity from post-2032 investments in carbon capture, utilization and storage (CCUS) and other major decarbonization activities to reduce emissions from the sector. Nor do the estimates fully consider the stimulation of new low-carbon industries, such as CCUS and clean hydrogen, or for the longer-term competitiveness benefits of a decarbonized Canadian oil and gas sector in a world that complies with existing commitments under the Paris Agreement.

coûts évités de près de 4 milliards de dollars en dommages causés par les changements climatiques. Il est également estimé que le projet de règlement aurait des répercussions supplémentaires sur l'économie estimées à 3,3 milliards de dollars, ainsi que certains coûts administratifs pour l'industrie et le gouvernement évalués à 219 millions de dollars. Les coûts pour l'économie découlent principalement des coûts incombant au secteur pour réduire les émissions en réponse au plafond d'émissions. Par conséquent, même sans les divers avantages qui ne sont pas pris en compte dans l'analyse, le projet de règlement devrait entraîner des avantages nets estimés de 428 millions de dollars. Les répercussions prises en compte dans cette analyse ne sont pas un inventaire complet de toutes les répercussions associées au projet de règlement. L'analyse ne tient pas compte des avantages associés à la réduction de la pollution atmosphérique. Elle ne tient pas compte des répercussions sur l'emploi et des activités économiques connexes découlant des investissements après 2032 dans le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CUSC) et d'autres activités de décarbonation importantes visant à réduire les émissions du secteur. Les estimations ne considèrent pas non plus la stimulation de nouvelles industries à faibles émissions de carbone, comme celles associées au CUSC et à l'hydrogène propre, ou des avantages concurrentiels à long terme d'un secteur pétrolier et gazier canadien décarboné dans un monde respectant les engagements existants pris dans le cadre de l'Accord de Paris.

Issues

There is an urgent need to address climate change and move towards a low-carbon economy. Canada is committed to doing its part to reduce emissions of greenhouse gases (GHGs), the major contributor to climate change. Signatories to the Paris Agreement, including Canada, have collectively pledged to reduce GHG emissions to limit the global average temperature increase to below 2 °C, and to pursue efforts to limit it to 1.5 °C to reduce the severity of climate impacts. Under the Paris Agreement, Canada committed to reduce GHG emissions by 40% to 45% below 2005 levels by 2030 and has since committed to achieving net-zero emissions by 2050 under the *Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act*. To deliver on these climate objectives, the Government of Canada published the [2030 Emissions Reduction Plan](#) (ERP). This plan lays out the steps the Government of Canada has taken and intends to take to reduce GHG emissions across all sectors of the economy. These include capping GHG emissions from the oil and gas sector. According to the 2024 [National Inventory Report](#) (NIR), the oil and gas sector was responsible for 31% of Canada's GHG emissions in 2022, accounting for 217 megatonnes (Mt) of carbon dioxide equivalent (CO₂e). This makes the sector the largest GHG emitter in Canada. Therefore, decreasing emissions in the oil and

Enjeux

Il y a un besoin urgent de lutter contre les changements climatiques et de transitionner vers une économie à faibles émissions de carbone. Le Canada s'est engagé à contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), qui sont les principaux contributeurs aux changements climatiques. Les signataires de l'Accord de Paris, dont le Canada, se sont collectivement engagés à réduire les émissions de GES afin de limiter à moins de 2 °C la hausse de la température moyenne de la planète et de poursuivre les efforts pour la limiter à 1,5 °C pour réduire la gravité des répercussions liées aux changements climatiques. Dans le cadre de l'Accord de Paris, le Canada s'est engagé à réduire les émissions de GES de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030, et s'est depuis engagé à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 en vertu de la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*. Afin d'atteindre ces objectifs en matière de climat, le gouvernement du Canada a publié le [Plan de réduction des émissions pour 2030](#) (PRÉ). Ce plan décrit les mesures entreprises par le gouvernement du Canada et celles qu'il entend entreprendre pour réduire les émissions de GES dans l'ensemble des secteurs de l'économie. Ces mesures comprennent le plafonnement des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier. Selon le [Rapport](#)

gas sector by introducing a regulatory emissions cap is necessary for the sector to do its share to tackle climate change and reach the Government of Canada's GHG emissions reduction targets.

Background

Oil and gas sector

The oil and gas sector can be grouped into three segments: upstream (including conventional onshore and offshore oil production, oil sands production, upgrading, and natural gas production and processing); midstream (oil, natural gas and carbon dioxide [CO₂] transmission pipelines); and downstream (petroleum refining and natural gas distribution). Upstream oil and gas production is concentrated in Alberta (AB), Saskatchewan (SK), British Columbia (BC), and Newfoundland and Labrador (NL). There are also oil and gas wells in Ontario (ON), Manitoba (MB), the Northwest Territories (NWT), and New Brunswick (NB). Midstream infrastructure and downstream petroleum refineries, distribution terminals or bulk storage facilities are in every province and territory. Within the upstream, midstream, and downstream segments, there is a myriad of operators, ranging from small exploration and production firms to large integrated oil and gas companies.

The oil and gas sector is a major contributor to Canada's economy. In 2022, it generated \$187B in gross domestic product (GDP) and accounted for 30% of Canada's exports (valued at \$217B).¹ The sector is also a major employer across the country, directly employing 171 800 people in 2022.²

GHG emissions from the oil and gas sector

The oil and gas sector accounts for a significant portion of Canada's GHG emissions. The upstream sector accounts for about 26% of Canada's emissions and about 85% of the entire oil and gas sector's total emissions. GHGs are emitted from a number of sources at upstream oil and gas facilities, including stationary fuel combustion, venting,

d'inventaire national (RIN) de 2024, le secteur pétrolier et gazier était responsable de 31 % des émissions de GES au pays en 2022, pour un total de 217 mégatonnes (Mt) d'équivalent de dioxyde de carbone (CO₂e), soit le plus grand émetteur de GES au Canada. Par conséquent, il est nécessaire de réduire les émissions dans le secteur pétrolier et gazier en établissant un plafond réglementaire sur les émissions pour que le secteur fasse sa part pour lutter contre les changements climatiques et atteindre les cibles de réduction des émissions de GES du gouvernement du Canada.

Contexte

Secteur pétrolier et gazier

Le secteur pétrolier et gazier peut être divisé en trois sous-groupes : les activités en amont (dont la production terrestre et extracôtière de pétrole classique, l'exploitation de sables bitumineux, la valorisation de pétrole ainsi que la production et le traitement du gaz naturel), les activités intermédiaires (comme les oléoducs, les gazoducs et les pipelines de dioxyde de carbone [CO₂]) et les activités en aval (comme le raffinage de pétrole et la distribution de gaz naturel). La production de pétrole et de gaz en amont se concentre en Alberta, en Saskatchewan, en Colombie-Britannique et à Terre-Neuve-et-Labrador. Il y a également des puits de pétrole et de gaz en Ontario, au Manitoba, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nouveau-Brunswick. Les infrastructures liées aux activités intermédiaires, les raffineries de pétrole en aval ainsi que les terminaux de distribution ou les installations de stockage en vrac se retrouvent dans chaque province et chaque territoire. Au sein des sous-groupes des activités de production en amont, intermédiaires et en aval, se trouve une myriade d'exploitants, allant des petites entreprises d'exploration et de production aux grandes sociétés pétrolières et gazières intégrées.

Le secteur pétrolier et gazier est un acteur majeur de l'économie canadienne. En 2022, le secteur pétrolier et gazier a généré 187 milliards de dollars en produit intérieur brut (PIB) et a représenté 30 % des exportations du Canada, évaluées à 217 milliards de dollars¹. Le secteur est également un employeur important dans tout le pays, puisqu'il employait directement 171 800 personnes en 2022².

Émissions provenant du secteur pétrolier et gazier

L'industrie pétrolière et gazière est responsable d'une part importante des émissions de GES du Canada. Le secteur de production en amont est responsable de 26 % des émissions du Canada et de 85 % des émissions totales de l'ensemble du secteur pétrolier et gazier. Des GES sont émis par diverses sources dans les installations de

¹ [Energy Fact Book, 2023–2024 \(PDF\)](#)

² *Ibid.*

¹ [Cahier d'information sur l'énergie, 2023-2024 \(PDF\)](#)

² *Ibid.*

flaring, leakage, on-site transportation, industrial processes, industrial product use, waste and wastewater.

The GHGs emitted from Canada's oil and gas sector include carbon dioxide, methane (CH₄), and nitrous oxide (N₂O). Carbon dioxide accounts for the majority of GHG emissions from the sector, while methane accounts for the majority of the remaining GHG emissions from the sector. The oil and gas sector is the largest source of methane emissions in Canada. Methane is a potent GHG and also a smog precursor. The bulk of methane emissions from Canada's oil and gas sector are from conventional oil production and natural gas production and processing.

Key decarbonization options for the oil and gas sector include electrification to reduce GHG emissions from the combustion of fossil fuels throughout the oil and gas sector; the use of solvents to dilute bitumen and reduce the need to produce and use steam for in situ oil sands production; fuel switching to low-carbon or renewable fuels such as hydrogen; energy efficiency measures and other process improvements; methane abatement; and CCUS.

Section 93 of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA) provides the authority to make regulations with respect to substances that are specified on the list of toxic substances in Schedule 1. The GHGs covered by the proposed Regulations are those listed in items 65 to 70 of Part 2 of Schedule 1 of CEPA.

Measures to reduce emissions from the oil and gas sector

A number of federal and provincial regulatory and supporting measures to reduce oil and gas sector emissions are in place or under development. These include multiple programs to support investments in decarbonization activities and technologies, the proposed *Regulations Amending the Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector)* [the proposed Methane Regulations], federal and provincial carbon pricing systems, the *Clean Fuel Regulations*, as well as the proposed *Clean Electricity Regulations*.

These measures are expected to help reduce the oil and gas sector's GHG emissions; however, they do not guarantee an emissions level across the entire oil and gas sector. The proposed Regulations would ensure the oil and gas sector lowers absolute emissions at a pace and scale necessary to

production pétrolières et gazières en amont, notamment la combustion stationnaire de combustibles, l'évacuation, le torchage, les fuites, le transport sur le site, les procédés industriels, l'utilisation de produits industriels, les déchets et les eaux usées.

Les GES émis par le secteur pétrolier et gazier du Canada comprennent le CO₂, le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O). Le CO₂ représente la majorité des émissions de GES du secteur, alors que le méthane représente la majorité du reste des émissions de GES du secteur. Le secteur pétrolier et gazier est la plus grande source d'émissions de méthane au Canada. Le méthane est un GES puissant et un précurseur du smog. La plupart des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier du Canada proviennent de la production de pétrole classique et de la production et du traitement du gaz naturel.

Les principales options pour la décarbonation du secteur pétrolier et gazier comprennent l'électrification afin de réduire des émissions de GES provenant de la combustion de combustibles fossiles dans l'ensemble du secteur; l'utilisation de solvants pour diluer le bitume et réduire le besoin de produire et d'utiliser de la vapeur pour l'exploitation in situ des sables bitumineux; le passage vers des combustibles faibles en carbone ou renouvelables, comme l'hydrogène; des mesures d'efficacité énergétique et autres améliorations de procédés; la réduction du méthane; le CUSC.

L'article 93 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE] donne l'autorité de prendre des règlements concernant une substance inscrite sur la liste des substances toxiques de l'annexe 1. Les GES visés par le projet de règlement sont ceux indiqués aux articles 65 à 70 de la partie 2 de l'annexe 1 de la LCPE.

Mesures pour réduire les émissions provenant du secteur pétrolier et gazier

Plusieurs mesures réglementaires et de soutien fédérales et provinciales ayant pour but de réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier sont en place ou en cours d'élaboration. Ces mesures comprennent une série de programmes visant à soutenir les investissements dans les activités et les technologies de décarbonation, le projet de *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)* [le projet de règlement sur le méthane], les systèmes de tarification de la pollution par le carbone provinciaux et fédéral, le *Règlement sur les combustibles propres* ainsi que le projet de *Règlement sur l'électricité propre*.

Ces mesures devraient contribuer à la réduction des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier. Toutefois, elles ne garantissent pas un niveau d'émissions pour l'ensemble du secteur. Le projet de règlement assurerait que le secteur pétrolier et gazier réduit ses émissions absolues au

ensure that the oil and gas sector plays a role in achieving Canada's economy-wide climate commitments and support the transition to net-zero.

Commitment to cap emissions from the oil and gas sector

At the 2021 United Nations Climate Change Conference (COP26), the Prime Minister committed to cap and cut GHG emissions from the oil and gas sector at a pace and scale necessary to ensure the sector makes a meaningful contribution to Canada's 2030 Nationally Determined Contribution of 40–45% below 2005 emissions levels by 2030 and to achieve net-zero emissions by 2050. The commitment to cap emissions from the oil and gas sector was included in the ERP published in March 2022. In July 2022, the Government published a discussion document titled *Options to Cap and Cut Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions to Achieve 2030 Goals and Net-Zero by 2050*, which sought input on two options to cap GHG emissions from the sector: the development of a new cap-and-trade system under CEPA; or the modification of existing carbon pollution pricing. This document proposed that the emissions cap cover the upstream oil and gas sector and sought feedback on whether to also cover natural gas transmission pipelines and petroleum refineries.

Building on the feedback on the discussion document, the Government published the *Regulatory Framework to Cap Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions* (the Regulatory Framework) in December 2023. This confirmed cap-and-trade as the instrument through which the emissions cap would be implemented, and proposed a number of design features, notably scope of application (upstream oil and gas and liquified natural gas [LNG]), the approach to determining the emissions cap levels, and the compliance flexibility options that would be made available. Interested parties were invited to submit formal comments on the Regulatory Framework. The Regulatory Framework indicated that the proposed Regulations would be published in 2024 and final regulations would target 2025, with the first reporting obligations starting as early as 2026 and full system requirements phased in between 2026 and 2030.

Objective

The objective of the proposed Regulations is to reduce GHG emissions from certain activities carried out in the

rythme et à l'échelle nécessaires pour que le secteur joue un rôle dans la réalisation des engagements climatiques du Canada à l'échelle de l'économie et afin de soutenir la transition vers la carboneutralité.

Engagement à plafonner les émissions du secteur pétrolier et gazier

Lors de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques de 2021 (COP26), le premier ministre s'est engagé à plafonner et à réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier au rythme et à l'échelle nécessaires pour que le secteur contribue concrètement à la contribution déterminée au niveau national du Canada pour 2030, soit une réduction de 40 à 45 % sous les niveaux d'émissions de 2005 d'ici 2030, et à l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. L'engagement de plafonner les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier a été inclus dans le PRÉ publié en mars 2022. En juillet 2022, le gouvernement a publié un document de travail intitulé *Options pour plafonner et réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier afin d'atteindre les objectifs de 2030 et la carboneutralité d'ici 2050*. Ce document de travail sollicitait des commentaires sur deux approches visant à plafonner les émissions de GES du secteur, soit l'élaboration d'un nouveau système de plafonnement et d'échange pris en vertu de la LCPE, soit la modification de l'approche de tarification de la pollution par le carbone actuelle. Ce document proposait que le système de plafonnement des émissions vise le secteur pétrolier et gazier en amont et sollicitait des commentaires sur la possibilité de viser également les gazoducs de transport de gaz naturel et les raffineries de pétrole.

En s'appuyant sur les commentaires reçus en réponse au document de travail, le gouvernement a publié en décembre 2023 le *Cadre réglementaire pour plafonner les émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier* (le Cadre réglementaire). Ce dernier a précisé qu'un système de plafonnement et d'échange serait l'instrument mis en place pour plafonner les émissions, et a proposé un certain nombre de caractéristiques de conception, notamment le champ d'application (pétrole et gaz en amont et gaz naturel liquéfié [GNL]), l'approche pour déterminer les niveaux des plafonds d'émissions et les mesures de souplesse en matière de conformité qui seraient mises à disposition. Les parties intéressées ont été invitées à soumettre des commentaires officiels sur le Cadre réglementaire. Ce dernier indiquait que le projet de règlement serait publié en 2024, et que le règlement final le serait probablement en 2025. Il indiquait également que les premières obligations de déclaration s'appliqueraient dès 2026 et que l'ensemble des exigences du système entreraient en vigueur progressivement entre 2026 et 2030.

Objectif

L'objectif du projet de règlement est de réduire les émissions de GES provenant de certaines activités industrielles

oil and gas sector. As proposed in the Regulatory Framework, the oil and gas emissions cap-and-trade system is designed to ensure that the sector reduces GHG emissions and is on a path to net-zero, thereby helping Canada to achieve its economy-wide GHG emissions reduction targets. It would also provide some flexibility to enable the sector to respond to changes in global demand and in a manner that will enhance the competitiveness of the sector moving forward in a world that complies with existing commitments under the Paris Agreement.

Description

The proposed Regulations would cap emissions from certain activities carried out in the oil and gas sector and would also prohibit GHG emissions (i.e. any substance referred to in any of items 65 to 70 in Part 2 of Schedule 1 to CEPA) from specified industrial activities in the sector unless the operator registers by submitting the required information to the Minister of the Environment (the Minister). Starting in 2030, operators that meet the threshold set out in the proposed Regulations would be prohibited from emitting any GHG from an industrial activity unless they remit sufficient eligible compliance units to cover their GHG emissions. The proposed Regulations define who would have obligations and what those obligations would be, including registration, reporting, and remittance of compliance units, and set out the rules regarding eligible compliance units which include emissions allowances, decarbonization units and Canadian offset credits.

Beginning in 2029, emissions allowances (for 2030) would be distributed free of charge to operators that are covered by the remittance obligation, with the total number of allowances equal to the emissions cap. The distribution would occur annually and would be based on operators' historical production and the distribution rate for the applicable industrial activity, pro-rated such that the emissions cap is fully distributed each year.

In addition to emissions allowances, operators with remittance obligations would be able to remit a limited quantity of compliance flexibility units (eligible offset credits and decarbonization units). Thirteen months after the end of each of the first and second years of each three-year compliance period, covered operators would have to remit an emissions allowance or other eligible compliance unit for each tonne of 30% of the GHGs they emitted during those years (expressed as tonnes of CO₂e). Thirteen months after the end of the third year, they would have to remit

du secteur pétrolier et gazier. Comme le propose le Cadre réglementaire, le système de plafonnement et d'échange pour les émissions du secteur pétrolier et gazier est conçu de façon à garantir que le secteur réduise ses émissions de GES et s'engage sur le chemin de la carboneutralité, aidant ainsi le Canada à atteindre ses cibles de réduction des émissions de GES à l'échelle de l'économie. Il est également conçu de manière à offrir une certaine souplesse afin de permettre au secteur de répondre à l'évolution de la demande mondiale d'une manière à rehausser la compétitivité du secteur lors du passage vers un monde qui satisfait aux engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris.

Description

Le projet de règlement plafonnerait les émissions provenant de certaines activités exercées dans le secteur pétrolier et gazier et interdirait également les émissions de GES (c'est-à-dire toute substance indiquée aux articles 65 à 70 de la partie 2 de l'annexe 1 de la LCPE) provenant d'activités industrielles visées dans ce secteur, à moins que l'exploitant ne s'enregistre en soumettant les renseignements requis au ministre de l'Environnement (le ministre). À compter de 2030, les exploitants qui atteignent ou dépassent le seuil établi par le projet de règlement se verraient dans l'interdiction d'émettre des GES provenant d'activités industrielles, sauf s'ils remettent suffisamment d'unités de conformité pour couvrir leurs émissions de GES. Le projet de règlement établirait quels exploitants seraient visés par des obligations, et en quoi ces obligations consisteraient, notamment en l'enregistrement, la transmission de rapports et la remise d'unités de conformité. Le projet de règlement établirait également les exigences à l'égard des unités de conformité admissibles, soit les allocations, les unités de décarbonation et les crédits compensatoires canadiens.

À compter de 2029, les allocations, pour 2030, seraient distribuées gratuitement aux exploitants visés par l'obligation de remise, et le nombre total d'allocations distribuées serait égal au niveau du plafond d'émissions établi. La distribution des allocations aurait lieu chaque année et serait basée sur la production historique des exploitants et le taux de distribution applicable à l'activité industrielle concernée. Les allocations seraient distribuées au prorata pour que le nombre d'allocations distribuées chaque année soit égal au plafond d'émissions.

En plus des allocations, les exploitants ayant des obligations de remise pourraient remettre une quantité limitée d'unités provenant de mécanismes de souplesse en matière de conformité, soit des crédits compensatoires canadiens admissibles et des unités de décarbonation. Treize mois après la fin de chacune des première et deuxième années de chaque période de conformité de trois ans, les exploitants assujettis qui ont des obligations de remise seraient tenus de remettre une allocation ou une autre unité de conformité admissible pour chaque tonne de GES

an emissions allowance or other eligible compliance unit for each tonne of GHGs that they emitted during the full three-year compliance period, net of what was remitted for the first and second years.

In this document, operators that are subject to a remittance obligation are referred to as “covered operators.” An operator whose cumulative production in a calendar year is equal to or above the annual threshold of 365 000 barrels of oil equivalent would become a covered operator and would remain a covered operator until its total production was less than half the annual threshold for four consecutive years. The emissions cap, combined with the limited access to compliance flexibility, would ensure GHG emissions from covered operators do not exceed the legal upper bound.

Industrial activities

The proposed Regulations would apply to all operators of upstream oil and gas facilities and LNG facilities that carry out the following industrial activities:

- Bitumen and other crude oil production, other than bitumen extracted through thermal in situ recovery or from surface mining, including
 - extraction, processing and production of light crude oil (having a density of less than 920 kg/m³ at 15 °C),
 - extraction, processing and production of bitumen or other heavy crude oil (having a density greater than or equal to 920 kg/m³ at 15 °C);
- Thermal in situ recovery of bitumen from oil sand deposits;
- Surface mining of oil sands and extraction of bitumen;
- Upgrading of bitumen or heavy oil to produce synthetic crude oil;
- Extraction of natural gas and natural gas condensates;
- Compression of natural gas between production wells, natural gas processing facilities or re-injection sites;
- Processing of natural gas or natural gas condensates into marketable natural gas and natural gas liquids; and
- Production of LNG.

représentant au moins 30 % de la quantité de GES qu'ils ont émis durant ces années, exprimée en tonne de CO₂e. Treize mois après la fin de la troisième année, ils auraient à remettre une allocation ou une autre unité de conformité admissible pour chaque tonne de GES qu'ils ont émis au cours de la période de conformité, moins les unités déjà remises pour la première et la deuxième année.

Dans le présent document, les exploitants qui seraient visés par une obligation de remise seront appelés exploitants assujettis. Un exploitant, dont la production cumulée pendant une année civile est égale ou supérieure au seuil annuel de 365 000 barils équivalent pétrole, deviendrait un exploitant assujetti et le demeurerait jusqu'à ce que cette production totale devienne inférieure à la moitié du seuil annuel, et ce, pendant quatre années civiles consécutives. Le plafond d'émissions, combiné à l'accès limité à des mesures de souplesse en matière de conformité, garantirait que les émissions de GES des exploitants assujettis ne dépassent pas la limite supérieure légale.

Activités industrielles

Le projet de règlement s'appliquerait à tous les exploitants d'installations pétrolières et gazières en amont, ainsi que d'installations de GNL, qui exercent les activités industrielles suivantes :

- Production de bitume et d'autre pétrole brut, autre que l'extraction du bitume par récupération thermique in situ et l'extraction de bitume provenant de l'exploitation de surface, y compris :
 - l'extraction, le traitement et la production de pétrole brut léger (ayant une masse volumique inférieure à 920 kg/m³ à 15 °C),
 - l'extraction, le traitement et la production de bitume ou tout autre pétrole brut lourd (ayant une masse volumique supérieure ou égale à 920 kg/m³ à 15 °C);
- Récupération thermique in situ de bitume provenant de gisements de sables bitumineux;
- Exploitation minière de surface des sables bitumineux et extraction de bitume;
- Valorisation de bitume ou de pétrole lourd en vue de produire du pétrole brut synthétique;
- Extraction de gaz naturel et de condensats de gaz naturel;
- Compression de gaz naturel entre les puits de production, les installations de traitement du gaz naturel ou les sites de réinjection;
- Traitement du gaz naturel ou de condensats de gaz naturel en gaz naturel commercialisable et en liquides de gaz naturel;
- Production de GNL.

Registration

The obligations under the proposed Regulations would be at the operator level. Operators of all existing facilities would be required to register prior to January 1, 2026. From January 1, 2026, operators would be prohibited from emitting any GHGs from their industrial activities unless they have first registered in accordance with the proposed Regulations.

Other obligations

Operators would be required to provide information through annual reports and meet remittance obligations for their industrial activities if these obligations apply to them. Because the threshold to be covered is on an operator basis, any obligations that apply to an operator, such as reporting and remittance, would apply to all industrial activities in all facilities they operate, regardless of facility size. Under the proposed Regulations, however, multiple facilities would be deemed to be a single facility (deemed facility) for the purposes of reporting, remittance, and other regulatory obligations if they

- have the same operator or an operator in common;
- are in the same province or territory; and
- are not required to report under a notice published by the Minister pursuant to subsection 46(1) of CEPA.

Where a facility's operator changes during a calendar year, both operators would be responsible for meeting the requirements of the proposed Regulations, including reporting on emissions and remitting compliance units, for the part of the year for which they were responsible for the facility.

Reporting

Operators would also be required to report prescribed information to the Minister regarding their GHG emissions. If their total monthly cumulative production during any of the months between January 1, 2024, and July 1, 2025, were equal to or above a threshold of 30 000 barrels of oil equivalent, or if any of their facilities were required to report their GHG emissions in 2024 under a notice published by the Minister pursuant to subsection 46(1) of CEPA, operators would be required to submit their first reports on emissions by June 1, 2027, for the calendar year 2026. Operators that do not meet either of these criteria would be required to submit their first reports as of June 1, 2029, for the calendar year 2028.

Enregistrement

Les obligations dans le cadre du projet de règlement seraient appliquées au niveau de l'exploitant. Les exploitants d'installations existantes seraient tenus de s'enregistrer avant le 1^{er} janvier 2026. À compter du 1^{er} janvier 2026, il serait interdit aux exploitants d'émettre des GES dans le cadre de leurs activités industrielles, à moins qu'ils ne se soient d'abord enregistrés conformément au projet de règlement.

Autres obligations de conformité

Les exploitants seraient tenus de transmettre des renseignements par l'entremise de rapports annuels et de respecter les obligations de remise pour leurs activités industrielles, si ces dernières s'appliquent. Puisque le seuil permettant de déterminer si l'exploitant est un exploitant assujéti s'applique au niveau de l'exploitant, toutes les obligations qui s'appliquent à un exploitant, comme la transmission de rapport, l'obligation de remise, etc., s'appliqueraient à l'ensemble des activités industrielles de toutes les installations que l'exploitant exploite, quelle que soit la taille de l'installation. Toutefois, au titre du projet de règlement, plusieurs installations seraient réputées être une seule installation (installation réputée) aux fins de transmission de rapports, de remise et d'autres obligations réglementaires, si :

- elles relèvent d'un même exploitant ou ont au moins un exploitant en commun;
- elles sont situées dans la même province ou le même territoire;
- aucun rapport aux termes d'un avis publié par le ministre en application du paragraphe 46(1) de la LCPE n'est exigé.

Si l'exploitant d'une installation change au cours d'une année civile, les deux exploitants seraient tenus de satisfaire aux exigences du projet de règlement, y compris la transmission de rapports et la remise d'unités de conformité, et ce, pour la partie de l'année pendant laquelle ils étaient responsables de l'installation.

Rapports

Les exploitants seraient également tenus de transmettre au ministre les renseignements requis concernant leurs émissions de GES. Si la production cumulée mensuelle totale d'un exploitant au cours de l'un des mois compris entre le 1^{er} janvier 2024 et le 1^{er} juillet 2025 était égale ou supérieure au seuil de 30 000 barils équivalent pétrole, ou si les émissions de GES de l'une de leurs installations devaient être déclarées en 2024 aux termes d'un avis publié par le ministre en application du paragraphe 46(1) de la LCPE, les exploitants seraient tenus de transmettre leurs premiers rapports sur leurs émissions de GES au plus tard le 1^{er} juin 2027 pour l'année civile 2026. Les exploitants qui ne répondent pas à l'un ou l'autre de ces critères seraient

After first reporting, all operators would be required to continue to report for each calendar year in which GHGs are emitted as a result of an industrial activity that is carried out at their facility.

The proposed Regulations would require operators to provide two types of reports in addition to the initial registration:

- Annual reports: one report for each facility, as defined in the proposed Regulations (i.e. one report for each deemed facility and one for each other facility).
- Report on cumulative production: one report that includes the operator's cumulative production across all facilities and information on the facilities operated by the operator in the relevant calendar year.

Annual reports would include quantity of production by specified industrial activity and the quantity of GHGs attributed to the facility ("attributed GHGs"). Operators would be required to have their annual reports verified by an accredited third party and to keep records in Canada. Should any errors or omissions be identified in their annual reports within five years of submission, operators would also be responsible for correcting them.

Emissions cap

The proposed Regulations would set the emissions cap for each year of the first compliance period at 27% below emissions levels reported for 2026 (i.e. only emissions from operators that are required to report in 2027 for 2026). That level is estimated to align with 35% below 2019 emissions levels, but would ensure that the actual cap reflects reported emissions and accounts for changes in production and emissions in the near future.

The sector would be permitted to emit above this level through the use of limited compliance flexibility mechanisms. If the use of compliance flexibilities were maximized, the sector could emit up to a legal upper bound estimated to be 19% below 2019 levels.

The emissions cap would remain at this level for subsequent compliance periods until regulatory amendments are made.

tenus de présenter leurs premiers rapports au plus tard le 1^{er} juin 2029 pour l'année civile 2028. Après la transmission de leurs premiers rapports, tous les exploitants seraient tenus de continuer à transmettre un rapport pour chaque année civile au cours de laquelle des GES sont émis à la suite d'activités industrielles menées à leur installation.

Le projet de règlement exigerait des exploitants qu'ils fournissent deux types de rapports en plus des renseignements requis à l'enregistrement initial :

- Rapports annuels : un rapport pour chaque installation telle qu'elle est définie dans le projet de règlement (c'est-à-dire un rapport pour chaque installation réputée et un rapport pour chacune des autres installations).
- Rapport sur la production cumulée : un rapport comprenant la production cumulée de l'exploitant pour l'ensemble de ses installations et les renseignements sur les installations qu'il exploite au cours de l'année civile concernée.

Les rapports annuels incluraient la production liée à toute activité industrielle exercée à chaque installation et la quantité d'émissions de GES qui sont attribuées à l'installation (« GES attribués »). Les exploitants seraient tenus de faire vérifier leurs rapports annuels par un organisme de vérification accrédité et de conserver les registres au Canada. Les exploitants seraient également tenus de corriger les erreurs ou les omissions si, dans les cinq ans suivant la transmission d'un rapport annuel, des erreurs ou des omissions sont identifiées.

Plafonds d'émissions

Le projet de règlement établirait le plafond d'émissions pour chacune des années de la première période de conformité à 27 % sous les niveaux d'émissions déclarées pour 2026 (c'est-à-dire uniquement les émissions des exploitants tenus de présenter un rapport en 2027 pour l'année 2026). Ce niveau est estimé à correspondre à un plafond d'émissions établi à 35 % sous les niveaux d'émissions de 2019, mais permettrait de s'assurer que le plafond d'émissions réel reflète les émissions déclarées et tiendrait compte des changements à la production et aux émissions dans un proche avenir.

Le secteur serait autorisé à émettre au-delà de ce niveau grâce à l'usage limité de mesures de souplesse en matière de conformité. Si le recours à ces mesures est optimisé, le secteur pourrait émettre jusqu'à une limite supérieure légale estimée à 19 % sous les niveaux de 2019.

Le plafond d'émissions resterait à ce niveau pour les périodes de conformité subséquentes jusqu'à une prochaine modification réglementaire.

Attributed GHGs

Attributed GHGs are the amount of GHGs attributed to a facility that is reported in an annual report or, if applicable, that is reported in a corrected report or determined by the Minister. The calculation of attributed GHGs would need to be done in accordance with quantification methods set out in the document entitled *Quantification Methods for the Oil and Gas Sector Greenhouse Gases Emissions Cap Regulations*. This calculation would take into consideration the emissions from all emissions sources at the facility, with the exception of electricity generation, carbon dioxide (CO₂) that is permanently stored, and indirect emissions, meaning emissions attributed to thermal energy and hydrogen consumed (produced on-site or supplied to the facility). Operators would not be responsible for emissions attributed to the production of thermal energy and hydrogen that is transferred from the facility.

Compliance periods and remittance obligations

Compliance periods would cover three calendar years. The first compliance period would begin on January 1, 2030, and end on December 31, 2032. A covered operator would be subject to remittance obligations (i.e. would be required to remit one compliance unit for each CO₂e tonne of their facility's attributed GHGs during a compliance period) by the January 31 that is 13 months after the end of the compliance period. Covered operators would also be subject to an interim requirement to remit enough compliance units to cover at least 30% of their attributed GHGs during the first and second years of a compliance period no later than the January 31 that is 13 months after the end of the year of the attributed GHGs.

New facilities projected to emit 10 000 tonnes of CO₂e or more in any of the facility's first three years of operation would be subject to reporting requirements for the first four calendar years of their operation. The requirement to comply with remittance obligations would apply in the fifth calendar year that follows the year in which the operations start. For example, for a new facility that begins operating in 2029, the operator would submit reports annually for each calendar year starting with the 2029 calendar year. The first report would be due June 1 of 2030, for 2029. A report would then be submitted annually. In 2033, they would submit their annual report for the 2032 calendar year and receive emissions allowances for the 2034 calendar year. They would be required to meet the remittance obligation beginning January 1, 2034.

GES attribués

Les GES attribués sont la quantité de GES qui est attribuée à une installation et déclarée dans un rapport annuel ou, le cas échéant, dans un rapport corrigé ou qui est déterminée par le ministre. Le calcul des GES attribués devrait être effectué conformément aux méthodes de quantification établies dans le document intitulé *Méthodes de quantification pour le Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*. Ce calcul tiendrait compte des émissions de toutes les sources d'émissions de l'installation, à l'exception de celles liées à la production d'électricité, du CO₂ stocké de façon permanente, ainsi que des émissions indirectes, soit la quantité de GES associée à l'énergie thermique et l'hydrogène utilisés, qu'ils soient produits sur le site ou fournis à l'installation. Les exploitants ne seraient pas responsables de la quantité de GES provenant de la production d'énergie thermique et d'hydrogène qui sont acheminés ailleurs.

Périodes de conformité et obligations de remise

Les périodes de conformité viseraient trois années civiles. La première période de conformité commencerait le 1^{er} janvier 2030 et se terminerait le 31 décembre 2032. Un exploitant assujéti serait visé par des obligations de remise (c'est-à-dire qu'il serait tenu de remettre une unité de conformité pour chaque tonne de CO₂e de GES attribués de son installation au cours d'une période de conformité) au plus tard le 31 janvier qui est 13 mois après la fin de cette période de conformité. Les exploitants assujettis seraient également visés par une obligation de remise partielle de remettre suffisamment d'unités de conformité pour couvrir au moins 30 % des GES attribués au cours de la première et de la deuxième année d'une période de conformité, et ce, au plus tard le 31 janvier qui est 13 mois après la fin de l'année correspondant aux GES attribués.

Les exploitants de nouvelles installations qui prévoient d'émettre au moins 10 000 tonnes de CO₂e au cours de l'une des trois premières années civiles d'activités industrielles seraient visés par des obligations de transmission de rapports au cours des quatre premières années civiles de leur exploitation. L'exigence de satisfaire à des obligations de remise s'appliquerait à partir de la cinquième année civile qui suit l'année du début des activités industrielles. Par exemple, pour une nouvelle installation dont les activités industrielles commenceraient en 2029, l'exploitant produirait des rapports annuels pour chaque année civile dès l'année civile 2029. Le premier rapport devrait être transmis le 1^{er} juin 2030 pour l'année 2029. Par la suite, un rapport devrait être transmis pour chaque année civile. En 2033, les exploitants transmettraient leur rapport annuel pour l'année civile 2032 et recevraient des allocations pour l'année civile 2034. Les exploitants seraient tenus de satisfaire à l'obligation de remise à partir du 1^{er} janvier 2034.

Emissions allowances

The Minister would distribute emissions allowances to covered operators on an annual basis up to the level of the emissions cap. Each emissions allowance would be distributed the year before the first calendar year in which they may be used to meet a remittance obligation (e.g. in 2029 for the 2030 calendar year). Allowances would be distributed to covered operators based on the distribution rate set out in the proposed Regulations for the applicable industrial activity (allowance per unit of production) and the three-year rolling average of historical production for each facility (e.g. 2026–2028 production levels would be used to allocate allowances in 2029 for the 2030 calendar year), taking into account the total allowances that can be distributed under the emissions cap. Allowances would be pro-rated across all operators in respect of a facility subject to remittance obligations to ensure that the total number of allowances distributed is equal to the emissions cap. Pro-rating would be based on the sum of the non-pro-rated number of allowances for all facilities divided by the emissions cap.

Compliance flexibility

In addition to emissions allowances, covered operators would have the option to remit eligible Canadian offset credits or decarbonization units (obtained by making contributions to a decarbonization program) to cover up to 20% of their remittance obligation. Covered operators would be able to remit any combination of Canadian offset credits or decarbonization units to meet their remittance obligation, up to specified limits. Up to 20% of a covered operator's obligation within a compliance period could be satisfied with offset credits, and up to 10% of a covered operator's obligation within a compliance period could be satisfied with decarbonization units obtained through contributions to a decarbonization program at \$50/tonne of CO₂e. Decarbonization units would not be tradable between operators or bankable to subsequent compliance periods. The proposed Regulations would require that contributions to the decarbonization program be used to fund projects that support the reduction of GHG emissions from the oil and gas sector.

The total offset credits and decarbonization units remitted for a facility cannot exceed 20% of its total obligation within a compliance period. For example, if 5% of a facility's remittance obligation is met with decarbonization units, the covered operator would be limited to a maximum of 15% use of offset credits for that facility.

Allocations

Le ministre distribuerait des allocations aux exploitants assujettis sur une base annuelle en ne dépassant pas le niveau du plafond d'émissions établi. Les allocations seraient distribuées l'année précédant la première année civile au cours de laquelle elles peuvent être utilisées afin de satisfaire à une obligation de remise (par exemple en 2029 pour l'année civile 2030). Les allocations seraient attribuées aux exploitants assujettis selon le taux de distribution applicable à l'activité industrielle concernée (allocation par unité de production) prévu au projet de règlement ainsi que selon la moyenne de la production historique pondérée sur trois ans de chaque installation (par exemple les niveaux de production de 2026 à 2028 seraient utilisés pour l'attribution d'allocations en 2029 pour l'année civile 2030), en tenant compte du nombre total d'allocations pouvant être distribuées conformément au plafond d'émissions établi. Les allocations seraient attribuées au prorata entre tous les exploitants d'installations qui seraient visés par des obligations de remise pour l'année concernée afin de garantir que le nombre total d'allocations distribuées est égal au plafond d'émissions établi. Le prorata serait effectué en additionnant les allocations qui ne sont pas au prorata pour l'ensemble des installations et en divisant cette somme par la valeur du plafond d'émissions.

Mesures de souplesse en matière de conformité

Outre les allocations, les exploitants assujettis pourraient remettre des crédits compensatoires canadiens admissibles ou des unités de décarbonation (créées par le versement d'une contribution au programme de décarbonation) pour couvrir jusqu'à 20 % de leur obligation de remise. Les exploitants assujettis pourraient remettre toute combinaison de crédits compensatoires canadiens ou d'unités de décarbonation pour satisfaire à leur obligation de remise, selon des limites précises. Au cours d'une période de conformité, jusqu'à 20 % de l'obligation de remise d'un exploitant assujetti pourrait être satisfaite par la remise de crédits compensatoires, et jusqu'à 10 % de l'obligation de remise d'un exploitant assujetti pourrait être satisfaite par la remise d'unités de décarbonation créées par le versement d'une contribution au programme de décarbonation au taux de contribution de 50 \$/tonne de CO₂e. Les unités de décarbonation seraient inaccessibles entre exploitants et leur mise en réserve pour des périodes de conformité subséquentes ne serait pas permise. Le projet de règlement exigerait que les contributions versées au programme de décarbonation soient utilisées pour financer des projets de réduction des émissions de GES provenant du secteur pétrolier et gazier.

La combinaison de crédits compensatoires et d'unités de décarbonation remis pour une installation ne peut dépasser 20 % de l'obligation de remise totale au cours d'une période de conformité. Par exemple, si 5 % de l'obligation de remise pour une installation était satisfaite par la remise d'unités de décarbonation, alors l'exploitant

Only offset credits issued under the *Canadian Greenhouse Gas Offset Credit System Regulations* and provincial offset units or credits recognized for use under the federal OBPS Regulations associated with the reduction or removal of GHG emissions that occurred no more than five calendar years before the compliance period for which the credit is remitted would be considered eligible offset compliance units under the proposed Regulations.

Cross-recognition of Canadian offset credits

Covered operators would be permitted to use eligible offset credits to meet coinciding obligations under recognized carbon pricing systems and the proposed Regulations if the following conditions are met:

- The offset credits are used for compliance under the carbon pricing system for a year within the three-year compliance period for which they are remitted under the proposed Regulations;
- The offset credits are used under the carbon pricing system in relation to the emissions from an industrial activity carried out by the operator in the same province or territory as the operator's facilities for which they are remitted under the proposed Regulations; and
- The offset credits are used to fulfill a requirement under the carbon pricing system other than for a requirement that relates to an extraordinary situation, such as to replace a cancelled credit, or as compensation for non-compliance with a requirement.

The Department of the Environment (the Department) would establish a list of carbon pricing systems where cross-recognition is authorized. Proposed amendments to the OBPS Regulations would operationalize this approach where the federal Output-Based Pricing System (OBPS) applies. Operationalization of cross-recognition in other provinces and territories would depend on them making any necessary adjustments to their carbon pricing systems and entering into a recognition agreement between the Minister and the province.

The proposed conditions for cross-recognition would prevent double claiming, which is a form of double counting where an offset credit is used by more than one party to meet multiple and different obligations. Double claiming would be prevented because only one operator could use an eligible offset credit to meet their obligations associated with the GHG emissions from undertaking a

assujetti serait limité à un maximum de 15 % de crédits compensatoires pour cette installation.

Seuls les crédits compensatoires émis au titre du *Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre* et les unités ou crédits provinciaux reconnus pour être remis au titre du Règlement sur le STFR fédéral et qui sont associés à une réduction ou un retrait d'émissions de GES ayant eu lieu dans les cinq années civiles qui précèdent la période de conformité visée par la remise seraient admissibles à titre de crédits compensatoires dans le cadre du projet de règlement.

Reconnaissance croisée des crédits compensatoires canadiens

Les exploitants assujettis seraient autorisés à utiliser des crédits compensatoires admissibles afin de satisfaire à leurs obligations de remise concordantes au titre d'un système de tarification du carbone reconnu et du projet de règlement si les conditions suivantes sont satisfaites :

- Les crédits compensatoires sont utilisés aux fins de conformité au titre du système de tarification du carbone pour une année de la période de conformité de trois ans pour laquelle ils sont remis en vertu du projet de règlement;
- Les crédits compensatoires sont utilisés au titre d'un système de tarification du carbone en lien avec les émissions d'une activité industrielle exercée par l'exploitant dans la même province ou le même territoire où se situent les installations de l'exploitant pour lesquelles ils sont remis en vertu du projet de règlement;
- Les crédits compensatoires sont utilisés pour satisfaire à une exigence du système de tarification du carbone autre que pour une exigence en lien avec une situation extraordinaire, comme pour remplacer un crédit annulé, ou à titre de compensation pour non-conformité à une exigence.

Le ministère de l'Environnement (le Ministère) établirait une liste des systèmes de tarification du carbone reconnus pour lesquels la reconnaissance croisée serait autorisée. Des modifications au Règlement sur le STFR rendraient cette approche opérationnelle aux endroits où le Système de tarification fondé sur le rendement (STFR) fédéral s'applique. L'opérationnalisation de la reconnaissance croisée pour d'autres provinces ou territoires dépendrait de ces derniers à savoir s'ils apportent les ajustements nécessaires à leurs systèmes de tarification du carbone et concluent une entente de reconnaissance avec le ministre.

Les conditions proposées pour la reconnaissance croisée préviendraient la double réclamation, qui consiste en une forme de double comptabilisation selon laquelle un crédit compensatoire serait utilisé par plus d'une personne pour satisfaire à de multiples et différentes obligations. La double réclamation serait prévenue puisqu'un seul exploitant pourrait remettre un crédit compensatoire

consistent set of activities under a carbon pricing system and the proposed Regulations. Offset credits represent actual reductions and removals of GHG emissions. Their cross-recognition under a carbon pricing system and the proposed Regulations would treat these out-of-sector emission reductions consistently with in-sector abatement, which may assist an operator in meeting their obligations under a carbon pricing system and the proposed Regulations.

Consequential amendments

Consequential amendments would be made to the *Output-Based Pricing System Regulations* (OBPS Regulations) to modify provisions related to the recognition of provincial offset credits and their use under the federal OBPS. This would enable the recognition for use of certain offset credits under both the proposed Regulations and the federal OBPS.

Consequential amendments to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement* (*Canadian Environmental Protection Act, 1999*) [the Designation Regulations] would also be made to list certain provisions of the proposed Regulations in the schedule to the Designation Regulations. When designated provisions are contravened and upon conviction, the offender would be subject to minimum fines and higher maximum fines. Offences chosen for designation are those involving direct harm or risk of harm to the environment, or obstruction of authority.

Regulatory development

Consultation

The Government has consulted with provincial and territorial governments, Indigenous partners, representatives from industry and environmental non-governmental organizations (ENGOS), academics and experts, other government departments, and the public through bilateral and multilateral meetings, information webinars, and the receipt of formal submissions. Since November 2021, the Department has received over 250 submissions from organizations in response to two publications, held over 114 meetings, and hosted seven public webinars.

Engagement with interested parties

On July 18, 2022, the Department published a discussion document (“Discussion Document”), titled *Options to Cap and Cut Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions to*

admissible pour satisfaire à ses obligations liées aux émissions de GES provenant d’une même activité dans le cadre d’un système de tarification du carbone et du projet de règlement. Les crédits compensatoires représentent des réductions ou retraits réels d’émissions de GES. Leur reconnaissance croisée au titre d’un système de tarification du carbone et du projet de règlement permettrait de traiter ces réductions d’émissions à l’extérieur du secteur pétrolier et gazier de la même façon que des réductions provenant de ce secteur, ce qui pourrait aider un exploitant à satisfaire à ses obligations au titre d’un système de tarification du carbone et du projet de règlement.

Modifications corrélatives

Des modifications corrélatives seraient apportées au Règlement sur le STFR afin de modifier les dispositions relatives à la reconnaissance des crédits compensatoires provinciaux et à leur utilisation au titre du STFR fédéral. Cela permettrait de reconnaître l’utilisation de certains crédits compensatoires à la fois dans le cadre du projet de règlement et du STFR fédéral.

Des modifications corrélatives au *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d’application – Loi canadienne sur la protection de l’environnement (1999)* [le Règlement sur les dispositions désignées] seraient également apportées pour ajouter certaines dispositions du projet de règlement à l’annexe du Règlement sur les dispositions désignées. En cas de violation des dispositions désignées et de poursuite judiciaire fructueuse, le contrevenant serait passible d’amendes minimales, et d’amendes maximales plus élevées. Les infractions désignées sont celles qui causent ou risquent de causer des dommages directs à l’environnement, ou celles qui constituent une entrave à l’exercice des fonctions des agents d’application de la loi.

Élaboration de la réglementation

Consultation

Le gouvernement a tenu des consultations auprès des gouvernements provinciaux et territoriaux, des partenaires autochtones, des représentants de l’industrie et des organisations non gouvernementales de l’environnement (ONGE), des universitaires et des experts, d’autres ministères et du public dans le cadre de réunions bilatérales et multilatérales, de webinaires d’information et de la réception de commentaires officiels. Depuis novembre 2021, le Ministère a reçu plus de 250 commentaires d’organisations en réponse à deux publications, a organisé plus de 114 réunions et a animé sept webinaires publics.

Engagement auprès des parties intéressées

Le 18 juillet 2022, le Ministère a publié un document de travail (le document de travail), intitulé *Options pour plafonner et réduire les émissions de gaz à effet de serre du*

Achieve 2030 Goals and Net-Zero by 2050, and launched a 90-day public comment period seeking formal input on guiding principles and two regulatory options to cap GHG emissions from the oil and gas sector: (1) a new national GHG emissions cap-and-trade system under CEPA; and (2) modifications to existing carbon pricing systems.

To support engagement and facilitate input, the Department and Natural Resources Canada (NRCan) held a series of information and technical webinars. On December 7, 2023, the Department published the [Regulatory Framework to Cap Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions](#) (the Regulatory Framework). The Regulatory Framework proposed key aspects of the Government's approach to establishing an emissions cap. The Government sought substantive responses to the proposed policy details in the Regulatory Framework and received 107 formal responses.

In addition to technical webinars, the Department and NRCan officials organized targeted bilateral and multilateral meetings to engage interested parties on the oil and gas emissions cap.

Public email campaigns

In response to both the 2022 Discussion Document and the Regulatory Framework, the Government received over 60 000 emails as part of email campaigns from citizens providing non-technical input regarding the Government's commitment to establish an emissions cap. Campaigns in support (approximately 40 000 emails) called for more rapid and stringent application. Campaigns that did not support (approximately 20 000 emails) did so primarily on the basis of concerns about economic impacts. The 429 public submissions compiled and sent by an ENGO in response to the Discussion Document were largely supportive of ambitious actions to reduce oil and gas sector emissions.

Interested parties' response to the 2023 Regulatory Framework

Feedback on the Regulatory Framework came primarily from oil and gas companies, other industry stakeholders, and ENGOs and other non-governmental organizations. Three provinces and a territory (Alberta, Saskatchewan, Newfoundland and Labrador and the Northwest Territories) and four Indigenous groups also provided input. In their comments, oil and gas-producing provinces and industry raised questions about the authority

secteur pétrolier et gazier afin d'atteindre les objectifs de 2030 et la carboneutralité d'ici 2050. Simultanément, le Ministère a lancé une période de consultation publique de 90 jours afin d'obtenir des commentaires officiels sur les principes directeurs ainsi que sur les deux approches réglementaires visant à plafonner les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier, soit un nouveau système national de plafonnement et d'échange pour les émissions de GES en vertu de la LCPE, soit des modifications aux systèmes actuels de tarification du carbone.

Afin de favoriser la mobilisation et faciliter la participation, le Ministère et Ressources naturelles Canada (RNCAN) ont organisé une série de webinaires techniques et d'information. Le 7 décembre 2023, le Ministère a publié le [Cadre réglementaire pour plafonner les émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier](#) (le Cadre réglementaire), qui précise les principaux aspects de l'approche du gouvernement pour l'instauration d'un plafond d'émissions. Le gouvernement a sollicité des réponses substantielles quant aux détails de l'approche réglementaire proposée dans le Cadre réglementaire et a reçu 107 réponses officielles.

En outre des webinaires techniques, les fonctionnaires du Ministère et de RNCAN ont organisé des réunions bilatérales et multilatérales ciblées afin de mobiliser les parties intéressées relativement au système de plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier.

Campagnes publiques par courrier électronique

En réponse au document de travail de 2022 et au Cadre réglementaire, le gouvernement a reçu plus de 60 000 courriels dans le cadre de campagnes d'envois de courriels de la part de citoyens fournissant des commentaires non techniques sur l'engagement du gouvernement à instaurer un système de plafonnement des émissions. Les campagnes qui étaient en faveur, soit environ 40 000 courriels, réclamaient une application plus rapide et plus rigoureuse, tandis que les campagnes qui n'étaient pas en faveur, soit environ 20 000 courriels, mentionnaient principalement des préoccupations concernant les répercussions économiques. Les 429 commentaires publics compilés et envoyés par une ONGE en réponse au document de travail étaient largement favorables à des actions ambitieuses visant à réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier.

Réponse des parties intéressées au Cadre réglementaire de 2023

Les commentaires sur le Cadre réglementaire ont principalement été formulés par des compagnies pétrolières et gazières, d'autres parties prenantes de l'industrie et des ONGE et d'autres organisations non gouvernementales. Trois provinces et un territoire, soit l'Alberta, la Saskatchewan, Terre-Neuve-et-Labrador et les Territoires du Nord-Ouest, ainsi que quatre groupes autochtones ont également fourni des commentaires. Dans leurs

and rationale for an emissions cap, and raised economic and energy security considerations, and concerns about the stringency of the measure rather than technical feedback to inform the development of key design features. ENGOs, while supportive of the concept of an emissions cap, expressed concerns about some proposed aspects of the potential design. Indigenous groups presented a range of views, with many seeking protections for Indigenous rights and meaningful engagement.

Overview of changes from approach outlined in the Regulatory Framework

The proposed Regulations include some changes from the approach proposed in the Regulatory Framework. These reflect a review of the feedback provided by governments, stakeholders, and rights holders, as well as an additional internal analysis.

Approach to operator and facility coverage

The Regulatory Framework proposed exploring methods for defining and regulating smaller emitting facilities under the emissions cap-and-trade regulations.

Most industry stakeholders advocated for the exclusion of small oil and gas facilities from the emissions cap, citing concerns about adverse impacts to competitiveness, an increased administrative burden, the ability to participate in an emissions trading system, and potential impacts on remote production. ENGOs warned against creating incentives to bundle or unbundle operations based on the chosen threshold.

Given the structure of the conventional oil and gas sector, in particular where operators may control anywhere from one to hundreds of very small facilities, the proposed Regulations would apply to operators rather than facilities. Operators would be responsible for complying with the proposed Regulations for all facilities under their control, and all operators, regardless of size, would be required to register and meet all reporting obligations, with smaller operators initially exempt from reporting until 2028 to provide them with additional time to understand the details of reporting obligations and prepare to collect the required information. Reported information is critical to the functioning of the proposed Regulations. It provides data needed to monitor the effectiveness of the

commentaires, les provinces productrices de gaz et de pétrole et l'industrie ont soulevé des questions au sujet du champ de compétence et des raisons qui justifient la mise en place d'un plafond d'émissions. Celles-ci ont également soulevé des considérations d'ordre économique et de sécurité énergétique ainsi que des préoccupations quant à la rigueur des mesures plutôt qu'une rétroaction technique pour orienter le développement des caractéristiques clés de conception. Les ONGE, tout en appuyant le concept d'un plafond d'émissions, ont exprimé des préoccupations concernant certains éléments de conception proposés. Dans leurs commentaires, les groupes autochtones ont fourni un éventail de points de vue, mais demandaient en général à protéger les droits autochtones et à garantir une mobilisation sérieuse.

Aperçu des changements par rapport à l'approche décrite dans le Cadre réglementaire

Le projet de règlement comprend quelques modifications par rapport à l'approche proposée dans le Cadre réglementaire. Ces modifications reflètent l'examen de la rétroaction fournie par des gouvernements, des parties prenantes et des détenteurs de droits, ainsi qu'une analyse interne supplémentaire.

Approche à l'égard de la couverture des exploitants et des installations

Le Cadre réglementaire proposait d'examiner des méthodes pour définir et réglementer les plus petites installations émettrices dans le cadre du règlement sur le système de plafonnement et d'échange.

La plupart des parties prenantes du secteur ont plaidé pour que les petites installations pétrolières et gazières ne soient pas visées par le plafond d'émissions, en invoquant des préoccupations quant aux répercussions négatives sur la compétitivité, à un fardeau administratif accru, à la capacité à participer à un système d'échange de droits d'émission et aux répercussions potentielles sur la production en région éloignée. Les ONGE ont mis en garde contre la création de mesures incitatives pour regrouper ou dégroupier les activités en fonction du seuil choisi.

Compte tenu de la structure du secteur du pétrole et du gaz classique, particulièrement puisque les exploitants peuvent gérer d'une à des centaines de très petites installations, le projet de règlement s'appliquerait aux exploitants plutôt qu'aux installations. Les exploitants seraient responsables de satisfaire au projet de règlement pour toutes les installations qu'ils exploitent. Tous les exploitants, quelle que soit la taille de leurs installations, seraient tenus de s'enregistrer et de satisfaire à l'ensemble des obligations liées à la transmission de rapports. Les petits exploitants ne seraient pas tenus de transmettre des rapports jusqu'en 2028 afin de leur donner plus de temps pour comprendre les détails des obligations de transmission de rapports et se préparer à recueillir les renseignements

proposed Regulations in reducing emissions. For covered operators, the information is the basis for determining allowance allocations and compliance obligations. For other operators, the information provides the basis for allowance allocation should an operator become a covered operator in the future.

To determine which operators would be covered under the emissions cap — i.e. subject to remittance obligations and eligible to receive allowances — the proposed Regulations would apply a threshold. The threshold would be based on an operator's cumulative production across all covered industrial activities rather than setting facility-level thresholds. Operators track facility production as part of regular business practices but do not necessarily quantify emissions from smaller facilities. Setting the threshold in units of production at a level that is expected to generally result in emissions of about 10 kilotonnes (kt) of GHG emissions for light oil facilities would ensure high levels of coverage of sector emissions while minimizing the regulatory burden on smaller businesses.

To further address these issues, the proposed Regulations would deem multiple facilities to be a single facility for the purpose of compliance where each facility has the same operator, is in the same province, and for which a report to the Greenhouse Gas Reporting Program is not required. Facilities for which a report to the Greenhouse Gas Reporting Program is required (currently those with annual emissions exceeding 10 kt of CO₂e) would be treated as individual facilities whose operators have separate obligations, while for deemed facilities, operators have combined obligations under the proposed Regulations. This approach is expected to reduce the administrative burden of the proposed Regulations.

Approach to setting the emissions cap and the legal upper bound

The Regulatory Framework proposed two key values: (1) the emissions cap level, which is equivalent to the total emission allowances issued by the Government for a given year; and (2) the legal upper bound, which is the maximum emissions the sector would be allowed to emit that year, composed of the total number of emission allowances issued plus the maximum allowable quantity of other eligible compliance units.

requis. Les renseignements transmis dans les rapports seraient essentiels au fonctionnement du projet de règlement. Ils fourniraient des données nécessaires pour suivre l'efficacité du projet de règlement à réduire les émissions de GES. En ce qui concerne les exploitants assujettis, ces données serviraient à déterminer les allocations qui leur seraient distribuées et les obligations de conformité. En ce qui concerne les autres exploitants, ces données serviraient à déterminer les allocations qui leur seraient attribuées au moment où ces derniers deviendraient des exploitants assujettis, s'il y a lieu.

Afin de déterminer quels exploitants seraient assujettis au plafond d'émissions, c'est-à-dire quels exploitants seraient visés par des obligations de remise et seraient admissibles à recevoir des allocations, le projet de règlement appliquerait un seuil. Celui-ci serait évalué sur la base de la production cumulée d'un exploitant pour l'ensemble des activités industrielles visées au lieu d'être à l'échelle de l'installation. Les exploitants font le suivi de la production de leurs installations dans le cadre de leurs pratiques opérationnelles habituelles, mais ne quantifient pas nécessairement les GES émis par les petites installations. Établir le seuil en unités de production à un niveau qui devrait généralement se traduire en des émissions d'environ 10 kilotonnes (kt) d'émissions de GES pour les installations de pétrole léger garantirait une grande couverture des émissions du secteur tout en limitant le fardeau réglementaire pour les plus petites entreprises.

Pour répondre davantage à ces enjeux, le projet de règlement prévoit que plusieurs installations seraient réputées être une seule installation aux fins de conformité lorsque chaque installation partage le même exploitant, se trouve dans la même province et pour laquelle la production de rapports au titre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre n'est pas obligatoire. Les installations pour lesquelles la production de rapports au titre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre est obligatoire, soit les installations dont les émissions de GES annuelles dépassent 10 kt de CO₂e, seraient traitées comme des installations individuelles dont les exploitants ont des obligations distinctes, tandis que pour les installations réputées, les exploitants ont des obligations regroupées en application du projet de règlement. Cette approche devrait réduire le fardeau administratif associé au projet de règlement.

Approche pour établir le plafond d'émissions et la limite supérieure légale

Le Cadre réglementaire proposait deux valeurs clés. La première valeur est le niveau du plafond d'émissions, qui est équivalent au nombre total d'allocations distribuées par le gouvernement pour une année donnée. La deuxième est la limite supérieure légale, correspondant aux émissions maximales autorisées pour le secteur pour l'année en question, et est constituée du total d'allocations distribuées et de la quantité maximale permise d'autres unités de conformité.

The Regulatory Framework proposed that the legal upper bound in 2030 be set at a level that assumes that covered sources achieve technically achievable emission reductions by 2030 for production levels aligned with the Canada Energy Regulator (CER) Canada Net-Zero (CNZ) scenario. It also proposed that the 2030 emissions cap be set at a level slightly below what emissions would be if covered sources achieved technically achievable emission reductions by 2030 and production was at 2019 levels.

Stakeholders supported a clear and transparent approach to setting and reviewing the post-2030 emissions cap trajectory. Producers highlighted the short timeline to achieve significant reductions by 2030 and stated that a clear and transparent trajectory is important for de-risking investment. A variety of academic and ENGO perspectives were shared on how the emissions cap should be determined post-2030, but in general, the expectation was that it should align with the 2050 Canada Net-Zero goals.

The proposed Regulations would establish the emissions cap at 27% below 2026 reported emissions from covered operators, which, when combined with access to compliance flexibility, creates a legal upper bound on emissions that is expected to allow for some production growth and assumes the sector deploys a range of technically achievable emissions reductions during the first compliance period. The emissions cap for the first compliance period would remain in place for subsequent compliance periods, until there are amendments to the proposed Regulations to reset the cap.

The Government will monitor developments in the oil and gas sector on an ongoing basis and will take action as appropriate to ensure the full suite of policies and measures supporting decarbonization efforts reflect up-to-date information.

The proposed Regulations are designed to account for changes in production and emissions in the near future by setting the emissions cap based on 2026 reported data, rather than relying on historic data and projections. This will provide sufficient time to set the actual emissions cap level and distribute allowances before the first compliance period begins in 2030.

Dans le Cadre réglementaire, il était proposé que la limite supérieure légale pour 2030 soit établie à un niveau qui tient compte de la concrétisation d'ici 2030 de l'ensemble des réductions d'émissions techniquement réalisables prévues pour les sources d'émissions visées pour un niveau de production aligné sur le scénario de carboneutralité du Canada de la Régie de l'énergie du Canada. Il était également proposé dans le Cadre réglementaire que le niveau du plafond d'émissions pour 2030 soit établi à un niveau légèrement inférieur à ce que serait la quantité d'émissions provenant des sources d'émissions visées si les réductions d'émissions techniquement réalisables se concrétisaient d'ici 2030 et que le niveau de production demeurerait à celui de 2019.

Les parties prenantes étaient favorables à une approche claire et transparente pour établir et réviser la trajectoire des plafonds d'émissions après 2030. Les producteurs ont souligné le court échéancier pour parvenir à d'importantes réductions d'ici 2030, et l'importance d'une trajectoire claire et transparente pour atténuer les risques liés à l'investissement. Divers points de vue d'universitaires et d'ONGE ont été communiqués sur la manière dont le plafond d'émissions devrait être déterminé après 2030, mais, en général, l'attente était que le plafond d'émissions devrait s'aligner sur les objectifs de carboneutralité du Canada pour 2050.

Le projet de règlement établirait le plafond d'émissions à 27 % sous les émissions déclarées en 2026 par les exploitants assujettis, ce qui, combiné à l'accès aux mesures de souplesse en matière de conformité, crée une limite supérieure légale qui devrait permettre une certaine croissance de la production, en supposant que le secteur déploie une série de mesures de réduction d'émissions techniquement réalisables au cours de la première période de conformité. Le plafond d'émissions pour la première période de conformité resterait en place pour les périodes de conformité suivantes, jusqu'à ce qu'il y ait une modification au projet de règlement qui établirait un nouveau plafond d'émissions.

Le gouvernement ferait un suivi des développements dans le secteur pétrolier et gazier de manière continue et interviendrait lorsque nécessaire afin de s'assurer que l'ensemble des politiques et des mesures en soutien aux efforts à la décarbonation est représentatif de la réalité.

Le projet de règlement est conçu de manière à prendre en compte les changements à l'égard de la production et des émissions de GES dans un futur proche en établissant le plafond d'émissions en fonction des données déclarées en 2026 plutôt qu'en se référant aux estimations et aux données historiques. Cette approche permettrait le temps nécessaire afin d'établir le niveau de plafond d'émissions exact et de distribuer les allocations avant le début de la première période de conformité en 2030.

A review of the proposed Regulations will conclude within five years after they come into force. It will include a review of global market dynamics, decarbonization technologies, technically achievable reductions and the access the sector has to compliance flexibilities. The review will be used to inform potential amendments to the emissions cap for the post-2032 period.

Approach to allocation of emission allowances

The Regulatory Framework proposed allocating allowances free of charge based on a baseline production level and a free allocation rate for a given product or activity, and that allowances would be pro-rated to ensure total allowances do not exceed the emissions cap.

Provinces, territories and oil and gas industry stakeholders advocated against broad sector-based standards, highlighting that diverse factors influence the emissions intensity of oil and gas production across the country. Stakeholders generally supported an approach that rewards better emissions intensity performance, while some raised concerns that regions with higher emissions intensity for reasons beyond operator control and fewer abatement opportunities may be disadvantaged. Non-oil and gas industry stakeholders and one Indigenous group favored an approach that recognizes early movers and rewards best performers, with a variety of suggested approaches, ranging from accounting for trade exposure to uniform distribution. The vast majority of ENGOs advocated for auctioning emissions allowances as opposed to free allocation. ENGOs recommended that, if free allocation is the chosen approach, it should recognize better emissions performance. Although not included in the proposed Regulations, auctioning of allowances, either in combination with free allocation or as a means to distribute all allowances, may be considered during the regulatory review, for introduction in later compliance periods.

The proposed Regulations would allocate allowances to covered operators using distribution rates specified in a schedule for each industrial activity. Distribution rates would be set on a per unit of production basis rather than based on absolute emissions in order to incentivize emissions intensity improvements and reward lower emissions intensity production for a given activity. Distribution rates would be set based on estimates of 2019

Un examen du projet de règlement se terminera dans les cinq ans suivant son entrée en vigueur. Cet examen portera sur la révision des dynamiques du marché mondial, des technologies de décarbonation, des réductions d'émissions techniquement réalisables et de l'accès du secteur à des mécanismes de souplesse en matière de conformité. Cet examen sera également utilisé pour orienter les modifications potentielles au plafond d'émissions pour la période postérieure à 2032.

Approche d'attribution des allocations

Le Cadre réglementaire a proposé l'attribution gratuite d'allocations en fonction d'un niveau de production de référence et d'un taux de distribution gratuite pour une activité ou un produit donné. Il a également proposé que la distribution d'allocations soit effectuée au prorata afin d'éviter que le nombre total d'allocations ne dépasse le plafond d'émissions.

Les provinces, les territoires et les parties prenantes du secteur pétrolier et gazier se sont prononcés contre des normes sectorielles générales, en soulignant que divers facteurs influent sur l'intensité des émissions de la production pétrolière et gazière dans l'ensemble du pays. Les parties prenantes étaient généralement favorables à une approche qui récompense une meilleure intensité des émissions, tandis que certaines étaient préoccupées du fait que les régions dont l'intensité des émissions est plus élevée pour des raisons indépendantes de la volonté des exploitants et qui disposent de moins de possibilités de réduction soient désavantagées. Les parties prenantes ne faisant pas partie de l'industrie pétrolière et gazière ainsi qu'un groupe autochtone se sont prononcées en faveur d'une approche qui reconnaît les pionniers et récompense les exploitants plus performants. Une variété d'approches ont été suggérées de leur part, allant de la prise en compte de l'exposition aux échanges commerciaux à la distribution uniforme d'allocations. La grande majorité des ONGE ont plaidé en faveur de la mise aux enchères des allocations par opposition à leur gratuité. Les ONGE ont recommandé que, si l'approche choisie est d'attribuer gratuitement les allocations, celle-ci reconnaisse les meilleurs rendements en matière d'émissions. Bien que cette mesure ne soit pas proposée dans le projet de règlement, la mise aux enchères des allocations, en totalité ou en partie combinée à l'attribution gratuite d'allocations, pourrait être envisagée lors de l'examen réglementaire, afin d'introduire ce concept pour les périodes de conformité ultérieures.

Le projet de règlement prévoit d'attribuer des allocations aux exploitants assujettis en utilisant les taux de distribution prévus dans une annexe du projet de règlement pour chaque activité industrielle. Les taux de distribution seraient établis par unité de production plutôt que sur la base d'émissions absolues, afin d'encourager les améliorations en matière d'intensité des émissions et de récompenser la production à faible intensité d'émissions pour

emissions intensities for each activity, with the same percentage reduction applied to all activities. Care was taken during the setting of the legal upper bound to ensure the overall level of reductions would be technically achievable assuming production grows consistent with the Canada Net-Zero forecast, with different levels of reductions coming from different sub-sectors.

By allocating allowances based on a uniform rate, rather than based on estimates of technically achievable reductions at the sub-sector and geographical level, the emissions cap design encourages sub-sectors to reduce emissions in the most economically efficient manner, while ensuring the overall reductions required to maintain the legal upper bound are technically achievable. The percentage reduction that would be applied is an estimate of the expected reductions needed by the sector to achieve the proposed emissions cap level, given assumptions around increases in production. The rates would be applied to a three-year rolling average of historical facility production. This approach would enhance transparency around expected allocation levels, prioritize certainty, and ensure that operators know their free allocations prior to each year, while providing a relative benefit to early movers. Free allocations would be pro-rated so that the number of allocated allowances equals the emissions cap.

Access to compliance flexibilities

The Regulatory Framework proposed that, in addition to emissions trading, multi-year compliance periods, and credit banking, covered operators would have the option to remit domestic offset credits or make contributions to a decarbonization funding program to cover a limited portion of their GHG emissions.

Provinces, territories, and oil and gas industry stakeholders broadly supported an approach that provides compliance flexibility mechanisms, requesting that access either be maintained or increased over time. Several submissions expressed skepticism that sufficient offset credits would be available by 2030, and some suggested the expansion of recognized offsets would be required to meet demand. One Indigenous group preferred in-sector reductions to maintain the co-benefit of reducing air pollution. ENGOs generally argued that compliance flexibilities should be removed or minimized and then phased out aggressively.

une activité donnée. Les taux de distribution seraient établis à partir des estimations de l'intensité des émissions de 2019 pour chaque activité, le même pourcentage de réduction étant appliqué à toutes les activités. La limite supérieure légale a été établie avec une attention particulière afin que la réduction globale requise soit techniquement réalisable en supposant que la production augmente conformément aux prévisions sur la carboneutralité du Canada, avec des niveaux différents de réductions dans divers sous-secteurs.

En attribuant des allocations selon un taux uniforme, plutôt que sur la base d'estimations des réductions d'émissions techniquement réalisables à l'échelle des sous-secteurs et de la situation géographique, la conception du plafond d'émissions encourage les sous-secteurs à réduire les émissions de la manière la plus efficace sur le plan économique, tout en garantissant que les réductions globales requises pour respecter la limite supérieure légale sont techniquement réalisables. Le pourcentage de réduction qui serait appliqué constitue une estimation des réductions nécessaires du secteur pour atteindre le plafond d'émissions proposé, compte tenu des hypothèses relatives à l'augmentation de la production. Les taux seraient appliqués à une moyenne de la production historique pondérée sur trois ans de l'installation. Cette approche permettrait d'améliorer la transparence à l'égard des niveaux d'allocations prévus, de favoriser la certitude et de garantir que les exploitants connaissent la quantité d'allocations gratuites qu'ils se verraient attribuer avant chaque année, tout en offrant un avantage relatif aux exploitants qui agissent rapidement. Les allocations gratuites seraient attribuées au prorata afin que le nombre d'allocations octroyées soit égal au plafond des émissions.

Accès à la souplesse en matière de conformité

En plus de l'échange d'allocations, des périodes de conformité pluriannuelles et de la mise en réserve de crédits, le Cadre réglementaire proposait aussi que les exploitants assujettis aient l'option de remettre des crédits compensatoires nationaux ou de verser une contribution à un programme de décarbonation afin de couvrir une portion limitée de leurs émissions de GES.

Les provinces, les territoires et les parties prenantes de l'industrie pétrolière et gazière ont largement soutenu une approche qui prévoit des mesures de souplesse en matière de conformité, en demandant que l'accès à celles-ci soit maintenu ou amélioré au fil du temps. Plusieurs commentateurs exprimaient un certain scepticisme quant à la disponibilité d'un nombre suffisant de crédits compensatoires d'ici 2030, et certains suggéraient qu'il serait nécessaire d'augmenter le nombre de crédits compensatoires reconnus comme admissibles pour répondre à la demande. Un groupe autochtone a indiqué qu'il préférerait des réductions

Compliance flexibility mechanisms can play an important role in cap-and-trade systems. Key decarbonization solutions for the sector, including CCUS, require significant time to deploy. Flexibility mechanisms give operators of facilities more time to optimize investments in GHG emissions reductions. They can also improve cost certainty, and the use of robust domestic offset credits can provide a means of meeting a more ambitious emissions cap by incentivizing out-of-sector emissions reductions that would not otherwise occur. The proposed Regulations would allow covered operators to use compliance flexibility mechanisms to account for up to an overall limit of 20% of the attributed GHGs of their facilities. Compliance flexibilities would include contributions to a decarbonization program to a maximum of 10% of their attributed GHGs and the use of offset credits up to the full 20%.

When an operator takes in-sector abatement actions at a facility that is covered both by the proposed Regulations and carbon pricing system, that reduction in emissions could contribute to reducing the operator's obligation under both systems. To treat the use of offset credits similarly, the proposed Regulations would allow, where authorized by the relevant federal or provincial carbon pricing systems, eligible domestic offset credits used to meet a coinciding carbon pricing obligation to be recognized towards obligations under the proposed Regulations, provided that the credit compensates for emissions by the same operator, in the same jurisdiction, for a year included in the compliance period, and obligations cover the same activities.

Use of contributions to the decarbonization program

The Regulatory Framework proposed that proceeds from the decarbonization program be used to support oil and gas sector decarbonization and help facilities that receive support from the program to decrease their emissions.

Oil and gas industry stakeholders supported returning contributions to a decarbonization program to the sector.

au sein du secteur pour conserver l'avantage connexe de réduction de la pollution atmosphérique. De façon générale, les ONGE ont fait valoir que les mesures de souplesse en matière de conformité devraient être supprimées ou réduites au minimum, puis éliminées progressivement de manière intensive.

Les mécanismes de souplesse en matière de conformité peuvent jouer un rôle important dans les systèmes de plafonnement et d'échange. La mise en œuvre des principales solutions de décarbonation pour le secteur, y compris le CUSC, nécessite beaucoup de temps. Les mécanismes de souplesse en matière de conformité offrent aux exploitants plus de temps afin d'optimiser leurs investissements à l'égard de la réduction des émissions de GES. Ils peuvent également améliorer la certitude quant aux coûts, et l'utilisation de crédits compensatoires nationaux robustes peut permettre de rencontrer un plafond d'émissions plus ambitieux en encourageant des réductions d'émissions hors secteur qui n'auraient pas eu lieu autrement. Le projet de règlement autoriserait les exploitants assujettis à utiliser les mécanismes de souplesse en matière de conformité jusqu'à une limite globale de 20 % de leurs GES attribués de leurs installations. Les mesures de souplesse en matière de conformité incluent le versement de contributions au programme de décarbonation jusqu'à un maximum de 10 % des GES attribués et l'utilisation de crédits compensatoires allant jusqu'à 20 % de la limite globale.

Lorsqu'un exploitant prend des mesures de réduction des émissions de GES à l'intérieur du secteur dans une installation qui est assujettie à la fois par le projet de règlement et par un système de tarification du carbone, cette réduction des émissions pourrait contribuer à réduire l'obligation de conformité de l'exploitant au titre des deux systèmes. Afin de traiter l'utilisation des crédits compensatoires de manière semblable, le projet de règlement permettrait, lorsqu'autorisé par les systèmes de tarification du carbone fédéral ou provinciaux, que les crédits compensatoires nationaux admissibles utilisés pour satisfaire à une obligation concordante au titre d'un système de tarification du carbone soient reconnus pour les obligations prévues par le projet de règlement. Cela serait permis à condition que les crédits compensent les émissions du même exploitant, dans la même province ou le même territoire, pour une année comprise dans la période de conformité, et que les obligations couvrent les mêmes activités.

Utilisation des contributions versées au programme de décarbonation

Le Cadre réglementaire proposait que les contributions versées au programme de décarbonation soient utilisées afin de soutenir la décarbonation du secteur pétrolier et gazier et de contribuer à réduire les émissions des installations qui reçoivent du financement.

Les parties prenantes de l'industrie pétrolière et gazière se sont montrées favorables à ce que les contributions

Indigenous organizations had varying views on how contributions to the decarbonization program should be used, including support for in-sector abatement, renewable energy, transition away from fossil fuels, and funding Indigenous organizations to undertake projects related to GHG reduction and removals. ENGO suggestions included uses from supporting the sector's energy transition to mitigating climate impacts in communities.

The proposed Regulations specify that contributions to the decarbonization program would support the reduction of GHG emissions in the oil and gas sector in Canada.

In response to the Regulatory Framework, Indigenous groups suggested that contributions to the decarbonization program be used to support phasing out of fossil fuels or to support Indigenous groups that have innovative emissions reductions solutions. Industry comments generally supported returning contributions to the oil and gas sector to support decarbonization. Some industry members advocated for contributions to be returned directly to those that made them, with a requirement that they be used for decarbonization. ENGOs did not support inclusion of a decarbonization program, but, if implemented, they generally supported contributions being used to support energy transition and mitigating climate impacts in communities. Some ENGOs indicated that they did not support proceeds being used to support CCUS projects.

The Department considered other uses of the proceeds as suggested by stakeholders but determined that supporting decarbonization of the oil and gas sector aligns with the objectives of the policy.

The Government will continue to engage with stakeholders on the approach to administering the decarbonization program.

Use of internationally transferred mitigation outcomes

Article 6 of the Paris Agreement recognizes that countries may cooperate in implementing their climate targets, to enable higher ambition than they could otherwise achieve on their own. An internationally transferred mitigation outcome (ITMO) is an accounting entry that reflects a quantity of GHG mitigation (emissions reductions or removals) that occurs in one country and that

versées au programme de décarbonation soient remises au secteur. Les organisations autochtones avaient des opinions variées sur la manière dont les contributions versées au programme de décarbonation devraient être utilisées, y compris pour le soutien aux réductions dans le secteur, l'énergie renouvelable, l'abandon des combustibles fossiles et le financement pour des projets liés à la réduction et aux retraits de GES entrepris par des groupes autochtones. Les ONGE ont suggéré, quant à eux, des utilisations variant du soutien pour la transition énergétique du secteur à l'atténuation des répercussions des changements climatiques au sein des communautés.

Le projet de règlement précise que les contributions versées au programme de décarbonation soutiendraient la réduction des émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier au Canada.

En réponse au Cadre réglementaire, des groupes autochtones ont suggéré que les contributions versées au programme de décarbonation servent à éliminer progressivement les combustibles fossiles ou à financer les groupes autochtones qui ont des solutions novatrices de réduction des émissions. L'industrie était généralement favorable à ce que les contributions versées soient directement retournées au secteur pétrolier et gazier pour soutenir la décarbonation. Certains membres de l'industrie demandaient à ce que ces contributions leur soient retournées directement, avec comme exigence qu'elles soient utilisées à des fins de décarbonation. Les ONGE se sont prononcées défavorables à l'égard du programme de décarbonation, mais, s'il était mis en œuvre, elles seraient généralement favorables à ce que les revenus soient affectés à la transition énergétique et à l'atténuation des impacts climatiques dans les collectivités. Quelques ONGE ont également indiqué qu'elles n'étaient pas favorables à ce que les contributions soient consacrées aux projets de CUSC.

Le Ministère a pris en considération les suggestions des parties prenantes à l'égard de l'utilisation des contributions versées, et a établi que les contributions seraient utilisées afin de soutenir la décarbonation du secteur pétrolier et gazier de manière à s'harmoniser aux objectifs de la politique.

Le gouvernement continuera de collaborer avec les parties prenantes sur l'approche d'administration du programme de décarbonation.

Utilisation de résultats d'atténuation transférés à l'échelle internationale

L'article 6 de l'Accord de Paris reconnaît la coopération éventuelle entre les pays dans la mise en œuvre de leurs objectifs climatiques afin de permettre des ambitions plus élevées que celles qu'ils pourraient atteindre par eux-mêmes. Les résultats d'atténuation transférés à l'échelle internationale (les RATI) sont des écritures comptables qui reflètent une quantité d'atténuation de GES, soit par

is voluntarily authorized and transferred for use toward another country's climate target or other international mitigation purpose. The Regulatory Framework indicated that the Department was considering allowing ITMOs, in the form of carbon offsets, to be used as a possible compliance option for some portion of emissions that could be covered by domestic offset credits.

Overall, industry was generally supportive of increased access to compliance flexibility. Submissions advocated for prioritizing domestic offsets over ITMOs, and expressed a general skepticism regarding the supply of ITMOs by 2030 given the status of the development of international rules and infrastructure to support this market developing and other potential sources of demand in the market. Indigenous organizations expressed limited support for the use of ITMOs while expressing an overall preference for domestic offset credit use that directly contributes to reducing air pollution in Canada.

The proposed Regulations would not allow for the use of ITMOs as a compliance option; however, the Department intends to continue consulting on the issue, and ITMOs could be included as a compliance option in the final Regulations. Issues to consider before the Regulations are finalized include access to and limitations on the use of ITMOs, eligibility criteria, and necessary policies and infrastructure.

Treatment of emissions from electricity generation

The Regulatory Framework proposed that facilities would be responsible for emissions resulting from the consumption of electricity, whether directly produced by the facility or transferred from a third party. Most provinces and oil and gas industry stakeholders did not support covering emissions from electricity generation, arguing that the emissions intensity of supplied electricity is beyond the control of producers, disadvantaging operators in fossil-fuel heavy jurisdictions, and that coverage under the emissions cap would be duplicative of existing or proposed instruments. Stakeholders also argued that coverage of emissions from electricity would discourage the electrification of operations and the deployment of carbon capture technology. ENGOs and other stakeholders advocated for harmonization across systems, but ENGOs almost unanimously supported coverage of emissions from electricity generation in the proposed Regulations.

réduction ou retrait d'émissions de GES qui a lieu dans un pays et qui est volontairement autorisée et transférée pour être utilisée pour atteindre un objectif climatique d'un autre pays ou d'un autre objectif d'atténuation international. Le Cadre réglementaire indiquait que le Ministère envisageait de permettre l'utilisation des RATI, sous la forme de crédits compensatoires, comme option de souplesse en matière de conformité pour une partie des émissions qui pourrait être couverte par des crédits compensatoires nationaux.

Dans l'ensemble, l'industrie était généralement favorable à une augmentation de l'accès aux mesures de souplesse en matière de conformité. Les commentaires préconisaient de favoriser les crédits compensatoires nationaux plutôt que les RATI, et exprimaient un scepticisme général quant à l'offre de RATI d'ici 2030 étant donné le niveau de développement des règles internationales et de l'infrastructure nécessaire au soutien de ce marché en développement et les autres sources potentielles de demande dans le marché. Les groupes autochtones ont exprimé peu d'appui relativement à l'utilisation des RATI, tout en démontrant, de façon générale, une préférence pour l'utilisation de crédits compensatoires nationaux qui contribuent directement à la réduction de la pollution atmosphérique au Canada.

Le projet de règlement ne permettrait pas l'utilisation des RATI comme option de conformité, mais le Ministère a l'intention de poursuivre les consultations sur cette question. De plus, les RATI pourraient faire partie des options de conformité dans la version finale du règlement. Les enjeux à prendre en considération avant de finaliser le projet de règlement comprennent l'accès aux RATI et les limites d'utilisation à imposer, les critères d'admissibilité ainsi que les politiques et infrastructures nécessaires.

Traitement des émissions provenant de la production d'électricité

Le Cadre réglementaire proposait que les installations soient responsables des émissions de GES résultant de la consommation d'électricité, que l'électricité soit produite à l'installation ou provenant d'un tiers. La plupart des provinces et des parties prenantes de l'industrie pétrolière et gazière n'étaient pas favorables à la couverture des émissions provenant de la production d'électricité, avançant que l'intensité des émissions de la production d'électricité fournie à l'installation échappe au contrôle des producteurs, ce qui désavantage les exploitants situés dans les provinces où la production d'électricité utilise des combustibles fossiles à forte intensité d'émissions. Elles soutiennent également que viser les émissions d'électricité dans le cadre du plafond d'émissions consisterait en un dédoublement par rapport aux instruments existants ou proposés. Les parties prenantes ont également fait valoir que la couverture des émissions provenant de la

The Department notes that several other existing or proposed federal measures already offer incentives or require emissions reductions from electricity generation, including carbon pricing, the *Reduction of Carbon Dioxide Emissions from Coal-fired Generation of Electricity Regulations*, and the proposed *Clean Electricity Regulations*. Therefore, emissions from electricity that is produced, regardless of whether it is used on-site or transferred for use outside the facility, as well as emissions associated with electricity supplied to the facility, would be excluded from an operator's attributed GHGs under the proposed Regulations.

Treatment of other indirect emissions

The Regulatory Framework proposed that facilities would be responsible for emissions resulting from the consumption of thermal energy, and hydrogen, whether directly produced by the facility or transferred from a third party.

Some industry stakeholders and ENGOs expressed support for coverage of other indirect emissions.

Under the proposed Regulations, covered operators would be responsible for emissions attributed to thermal energy and hydrogen consumed (produced on-site or supplied to the facility). Covered facilities would not be responsible for emissions attributed to the production of thermal energy and hydrogen that are transferred from the facility. This approach would limit the scope of the proposed Regulations to only emissions associated with the production of oil and gas, while also preventing the movement of those emissions outside the emissions cap.

New facilities

The Regulatory Framework proposed that all new facilities would have to register before emitting GHGs from a covered industrial activity. The Regulatory Framework also indicated that the Department was considering delaying the start of a new facility's first compliance period until after it reaches a set proportion of its design capacity, or two years after first producing a product, whichever came first. Provinces, territories and industry stakeholders raised concerns that the emissions cap would create barriers for new entrants and were supportive of a delay on compliance obligations and a dedicated reserve of allowances for new entrants. ENGOs did not support a delay in

production d'électricité découragerait l'électrification des activités et le déploiement de technologies de captage du carbone. Bien que les ONGE et d'autres parties prenantes aient plaidé en faveur d'une harmonisation entre les systèmes, les ONGE ont presque unanimement soutenu l'inclusion des émissions provenant de la production d'électricité dans le projet de règlement.

Le Ministère souligne que plusieurs autres mesures fédérales existantes ou proposées offrent des incitatifs ou exigent déjà des réductions d'émissions provenant de la production d'électricité, notamment la tarification du carbone, le *Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon* et le projet de *Règlement sur l'électricité propre*. Par conséquent, les émissions provenant de l'électricité produite, qu'elle soit utilisée sur place ou acheminée pour être utilisée ailleurs, ainsi que les émissions associées à l'électricité fournie à l'installation, seraient exclues des émissions attribuées d'un exploitant au titre du projet de règlement.

Traitement des autres émissions indirectes

Il était également proposé dans le Cadre réglementaire que les installations soient responsables des émissions de GES résultant de la consommation d'énergie thermique et d'hydrogène produits directement par l'installation ou provenant d'un tiers.

Certaines parties prenantes de l'industrie et des ONGE ont exprimé leur soutien quant à l'inclusion des émissions de GES associées à d'autres émissions indirectes.

Au titre du projet de règlement, les exploitants assujettis seraient responsables des émissions attribuées à l'énergie thermique et à l'hydrogène consommés (produits sur place ou fournis à l'installation), mais ne seraient pas responsables des émissions attribuées à la production d'énergie thermique ou d'hydrogène qui seraient acheminés ailleurs. Cette approche limite le champ d'application du projet de règlement aux seules émissions associées à la production de pétrole et de gaz, tout en empêchant le transfert de ces émissions hors du plafond d'émissions.

Approche concernant les nouvelles installations

Le Cadre réglementaire proposait que toutes les nouvelles installations aient à s'enregistrer avant d'émettre des GES résultant d'une activité industrielle visée. Il y était aussi indiqué que le Ministère envisageait de reporter le début de la première période de conformité jusqu'à ce que la nouvelle installation atteigne une proportion établie de sa capacité de conception, ou deux ans après avoir produit pour la première fois un produit, selon la première de ces éventualités. Les provinces, les territoires et les parties prenantes de l'industrie craignent que le plafond d'émissions ne crée des obstacles pour les nouveaux exploitants et ont exprimé leur soutien à l'égard d'un report des

compliance obligations for new facilities. One ENGO and one academic recommended a reserve apportioned from the existing proposed allowances.

The proposed Regulations are not intended to create a regulatory barrier to entry. Operators of new large facilities (projected to emit 10 kt of CO₂e or more annually) would be required to report for the first four calendar years of their operation, but the requirement to remit compliance units equal to their emissions would not apply until the fifth calendar year that follows the year in which the operations start. Operators of new facilities that emit less than 10 kt of CO₂e annually who already operate a deemed facility would include the new facility as part of the deemed facility for reporting and remittance obligations, in the case where the operator is a covered operator, immediately upon starting operation. This would simplify administration and reflect the more rapid compositional changes that can occur with conventional oil and gas extraction.

Modern treaty obligations and Indigenous engagement and consultation

As required by the *Cabinet Directive on the Federal Approach to Modern Treaty Implementation*, an assessment of modern treaty implications was conducted for the proposed Regulations. The assessment examined the geographic scope and subject matter of the proposed Regulations in relation to modern treaties in effect. The assessment did not identify any modern treaty obligations.

There is a statutory obligation pursuant to section 5 of the *United Nations Declaration on the Rights of Indigenous Peoples Act* (UNDA) to take, in consultation and cooperation with Indigenous peoples, all measures necessary to ensure that existing and new federal laws (statutes and regulations) are consistent with the United Nations Declaration on the Rights of Indigenous Peoples. The Government of Canada has taken a distinctions-based engagement approach, including conducting outreach and facilitating bilateral and multilateral engagement with national Indigenous organizations, regional Indigenous organizations, and First Nation, Metis and Modern treaty rights holders or their representatives.

Indigenous parties' perspectives and input on the oil and gas emissions cap have varied; however, throughout engagement there was a shared priority to take action

obligations de conformité et à une réserve d'allocations pour les nouvelles installations. Les ONGE n'étaient pas favorables à un report des obligations de conformité pour les nouveaux exploitants. Une ONGE et un universitaire ont recommandé une réserve répartie à partir d'allocations actuellement proposées.

Le projet de règlement a pour objectif de limiter les obstacles réglementaires à l'accès. Au titre du projet de règlement, les exploitants de nouvelles grandes installations, soit celles qui projettent d'émettre 10 kt de CO₂e ou plus annuellement, seraient tenus de produire des rapports pendant les quatre premières années civiles d'exploitation, mais l'obligation de remettre des unités de conformité correspondant à leurs émissions ne s'appliquerait qu'à partir de la cinquième année civile suivant l'année marquant le début de l'exploitation. Les nouvelles installations dont les émissions sont inférieures à 10 kt de CO₂e annuellement exploitées par des exploitants qui exploitent déjà une installation réputée feraient partie de l'installation réputée pour les obligations à l'égard de la production de rapports et de remises, dans le cas d'un exploitant assujéti, dès la mise en service de la nouvelle installation. Cette façon de faire simplifierait l'administration et tiendrait compte de la rapidité des changements de composition pouvant survenir lors de l'extraction de pétrole et de gaz classique.

Obligations relatives aux traités modernes et mobilisation des Autochtones

Comme l'exige la *Directive du Cabinet sur l'approche fédérale pour la mise en œuvre des traités modernes*, une évaluation des répercussions sur les traités modernes a été effectuée dans le cadre du projet de règlement. L'évaluation visait la portée géographique et l'objet du projet de règlement par rapport aux traités modernes en vigueur. L'évaluation n'a relevé aucune obligation relative aux traités modernes.

L'article 5 de la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* (LDNUDPA) impose l'obligation légale de prendre, en consultation et en collaboration avec les peuples autochtones, toutes les mesures nécessaires pour garantir que les lois fédérales existantes et nouvelles (lois et règlements) sont conformes à la *Déclaration des Nations Unies sur les droits des Peuples autochtones*. Le gouvernement du Canada a adopté une approche de mobilisation basée sur les distinctions, notamment en menant des activités de sensibilisation et en facilitant la mobilisation bilatérale et multilatérale avec les organisations autochtones nationales et régionales, les Premières Nations, les Métis et les titulaires de droits issus de traités modernes, ou leurs représentants.

Bien que les perspectives et les commentaires des peuples autochtones au sujet du système de plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier aient été variés,

to address the harmful impacts of climate change, while emphasizing the need to work in respectful partnership with Indigenous Peoples in achieving those objectives.

Through meetings and official submissions, the Department heard concerns about the impacts of the proposed Regulations on Indigenous communities, such as higher energy prices and reduced energy security; lower revenues and project royalties; negative impacts on jobs, businesses, and communities; greater uncertainty due to increased policy layering; and removing opportunities for Indigenous equity ownership in resource projects. The Department notes that the proposed Regulations would not prohibit the exploration or development of new oil and gas resources and include provisions to minimize barriers to new and/or small operators, including those that are operating primarily for own use in remote regions.

Indigenous parties expressed a desire to continue to be engaged while noting that engagement capacity remains a persistent issue. In 2022, NRCan received two requests for participant funding, which were approved. NRCan notified the groups in July 2022. Some Indigenous parties also expressed dissatisfaction with the extent of engagement, some arguing that it represents a violation of UNDA. The Department remains committed to ongoing engagement and will continue to reassess potential impacts on Indigenous communities in cooperation and consultation with interested Indigenous parties throughout the regulatory development process and encourages Indigenous parties to provide comments on these proposed Regulations, which will inform the final Regulations.

Instrument choice

A range of policy options were identified to reduce GHG emissions from the oil and gas sector. The process for evaluating the instrument choice focused on options that could effectively abate emissions from the oil and gas sector. Consideration was given to three options: maintaining the status quo, modifying of the current carbon pricing approach, and developing a regulated emissions cap-and-trade system.

Maintaining the status quo was not considered to be a viable option, as this would not ensure GHG emissions in the oil and gas sector are reduced at the pace and scale

une priorité commune a été soulevée tout au long de la mobilisation, soit de prendre des mesures pour lutter contre les répercussions négatives des changements climatiques en soulignant la nécessité de travailler en partenariat respectueux avec les peuples autochtones pour atteindre ces objectifs.

Dans le cadre de réunions et de transmissions officielles de commentaires, le Ministère a examiné les préoccupations concernant les répercussions du projet de règlement sur les peuples autochtones, notamment l'augmentation des prix de l'énergie et la réduction de la sécurité énergétique; la diminution des revenus et des redevances liées à des projets; les répercussions négatives sur l'emploi, les entreprises et les communautés; l'incertitude accrue due à la superposition de politiques et la suppression de possibilités de participation des Autochtones aux projets d'exploitation des ressources naturelles. Le Ministère relève que le projet de règlement n'interdirait pas l'exploration ni l'exploitation de nouvelles ressources pétrolières et gazières et comprendrait des dispositions visant à limiter les obstacles pour les nouveaux ou petits exploitants, y compris à l'égard de ceux qui exploitent une installation principalement pour leur propre usage dans des régions éloignées.

Les parties autochtones ont exprimé le souhait de continuer à être consultés et ont souligné que la capacité de mobilisation demeure un problème persistant. En 2022, NRCan a reçu deux demandes de financement de participants, qui ont été approuvées. NRCan a avisé les groupes concernés en juillet 2022. Certaines parties autochtones ont également exprimé leur mécontentement quant à la portée de la mobilisation, certains estimant qu'il s'agit d'une violation de la LDNUDPA. Le Ministère demeure engagé à mettre en œuvre une mobilisation suivie et continuera à réévaluer les répercussions potentielles sur les peuples autochtones en coopérant et en consultant les parties autochtones intéressées tout au long du processus d'élaboration réglementaire. Le Ministère encourage les parties autochtones à fournir des commentaires sur le projet de règlement, qui serviront à orienter les décisions relatives au règlement définitif.

Choix de l'instrument

Une série d'options de politiques visant la réduction des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier ont été identifiées. L'évaluation du choix de l'instrument ciblait les approches susceptibles de réduire efficacement les émissions du secteur pétrolier et gazier. Trois approches ont été envisagées : le maintien du statu quo, la modification de l'approche actuelle de tarification du carbone et la mise en place d'un système réglementé de plafonnement et d'échange pour les émissions.

Le maintien du statu quo n'a pas été considéré comme une approche viable, car cela ne permettrait pas une réduction des émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier

needed to achieve net-zero by 2050. Several federal and provincial regulatory and supporting measures to reduce oil and gas sector emissions are in place or under development. These include the proposed Methane Regulations, federal and provincial carbon pricing systems and the *Clean Fuel Regulations*. However, without an oil and gas sector emissions cap in place, these existing and proposed measures would not provide sufficient certainty that the oil and gas sector will do its share in ensuring Canada will meet its international commitments to reduce GHG emissions. For these reasons, maintaining the status quo was not considered.

As noted above, the Government of Canada published a discussion document in July 2022 outlining two regulatory options to implement the emissions cap: modifying the current carbon pricing approach or establishing a new emissions cap-and-trade system. Modifying the existing carbon pricing systems would build on the existing federal approach to carbon pricing by setting out the emissions cap trajectory in policy and modifying the federal carbon pollution pricing benchmark criteria to incentivize the oil and gas sector to further reduce emissions, aligned with the emissions cap trajectory. Under output-based pricing systems for industry that apply in all major oil and gas jurisdictions in Canada, facilities have unlimited ability to comply through payment for excess emissions. Although output-based pricing systems for industry provide an incentive to reduce emissions, relying on these systems alone would not provide certainty in reducing GHG emissions in the oil and gas sector.

A national emissions cap is proposed to be developed and implemented through the proposed Regulations under CEPA. Emission allowances would be issued for each tonne of emissions allowed under the emissions cap each year. It is expected that through future amendments, the emissions cap would decline over time to reach net-zero by 2050. In addition to being technology-neutral, it provides the most certainty that GHG emissions from the oil and gas sector would decline. In consideration of these factors, the emissions cap-and-trade approach was deemed to be the best policy option.

Regulatory analysis

Following the publication of the Regulatory Framework, the Department engaged in an analytical process to determine the emissions cap and allowable compliance

au rythme et à l'échelle nécessaires à l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Plusieurs mesures réglementaires et de soutien fédérales et provinciales visant à réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier sont en place ou en cours d'élaboration. Ces mesures comprennent notamment le projet de règlement sur le méthane, des systèmes fédéral et provinciaux de tarification du carbone et le *Règlement sur les combustibles propres*. Sans un plafond sur les émissions pour le secteur pétrolier et gazier, ces mesures existantes et proposées ne fourniraient pas suffisamment de certitude que le secteur pétrolier et gazier fera sa part pour permettre au Canada de respecter tous ses engagements internationaux en matière de réduction des émissions de GES. Pour ces raisons, le maintien du statu quo n'a pas été retenu.

Comme indiqué plus haut, le gouvernement du Canada a publié en juillet 2022 un document de travail comparant deux approches réglementaires pour plafonner les émissions : modifier l'approche actuelle de tarification du carbone ou établir un nouveau système de plafonnement et d'échange pour les émissions. La modification des systèmes actuels de tarification du carbone s'appuierait sur l'approche fédérale existante de tarification du carbone en définissant par politique la trajectoire du plafond d'émissions, et en modifiant les normes nationales minimales du modèle fédéral pour la tarification de la pollution par le carbone afin d'inciter le secteur pétrolier et gazier à réaliser des réductions supplémentaires, conformément à la trajectoire du plafond d'émissions. Dans les systèmes de tarification fondés sur le rendement pour l'industrie qui s'appliquent dans toutes les grandes provinces productrices de pétrole et de gaz au Canada, les installations ont une capacité illimitée à se conformer en payant pour les émissions excédentaires. Bien que les systèmes de tarification fondés sur le rendement pour l'industrie fournissent une mesure incitative à réduire les émissions, ils ne garantissent pas une diminution des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier.

Il est proposé d'élaborer et de mettre en œuvre un plafond national des émissions grâce au projet de règlement pris en application de la LCPE. Chaque année, des allocations seraient émises pour chaque tonne d'émissions de GES autorisées conformément au plafond d'émissions. Au fil des modifications réglementaires futures, le plafond d'émissions devrait diminuer pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. De plus, s'agissant d'un instrument neutre sur le plan technologique, il fournit une plus grande certitude que les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier diminueront. Compte tenu de ces facteurs, le système de plafonnement et d'échange pour les émissions est jugé comme étant la meilleure approche stratégique.

Analyse de la réglementation

Après la publication du Cadre réglementaire, le Ministère a entrepris un processus analytique pour déterminer le plafond d'émissions et la souplesse autorisée en matière

flexibility for the proposed Regulations. It also undertook an economic analysis of the expected costs and benefits, as described below.

The key regulatory design elements

The estimated emissions cap (total quantity of allowances issued) plus maximum use of compliance flexibility (which together make up the legal upper bound) reflect a bottom-up analysis of the level of emissions that could be attained if technically achievable emissions reductions were deployed for a specific production forecast. Technically achievable emissions reductions were estimated based on an assessment of the abatement technologies that can feasibly be deployed within the upstream and LNG activities in the oil and gas sector (the sector) by 2030–2032, considering the status of available technologies, the availability of equipment and labour, as well as timelines for permitting and approvals. The risks that not all technically achievable reductions would be implemented in time for the first compliance period were also assessed. The estimates were informed by materials provided by industry and other interested parties. To construct the bottom-up estimates for the emissions cap and legal upper bound, a conservative 2030–2032 bottom-up baseline emissions level was estimated by assuming 2019 emissions intensities (data from the last pre-pandemic year available) remain constant for the given production level. The estimates of technically achievable emissions reductions were then deducted from the resulting GHG emissions level.

The legal upper bound

The legal upper bound is designed to align with Canada's commitment to achieve net-zero emissions by 2050. The production forecast used to develop the 2030 to 2032 legal upper bound was grounded in the CER CNZ scenario from its *Canada's Energy Future 2023* report, which is based on a scenario where Canada and other parties to the Paris Agreement achieve their interim and net-zero emissions targets. This scenario assumes Canada's oil and gas sector grows production out to 2030.

The legal upper bound was set at a level consistent with covered sources implementing technically achievable emissions reductions by 2030 to 2032 with an adjustment to take into account the risk that not all technically achievable reductions may be implemented by that time, and for production levels aligned with the CNZ scenario. This resulted in a legal upper bound of 19% below 2019 levels.

de conformité pour le projet de règlement. Ce dernier a également entrepris une analyse économique des coûts et avantages attendus, comme il est décrit ci-après.

Les principaux éléments de la conception réglementaire

Le plafond d'émissions estimé, correspondant au nombre total d'allocations distribuées, et l'utilisation maximale de mécanismes de souplesse en matière de conformité, qui, ensemble, constituent la limite supérieure légale, se traduisent en une analyse ascendante du niveau d'émissions qui pourrait être atteint si des réductions d'émissions techniquement réalisables étaient concrétisées pour une production déterminée prévue. La quantité de réductions d'émissions techniquement réalisables a été estimée d'après une évaluation des technologies de réduction des émissions pouvant être déployées dans les activités de production en amont et de GNL du secteur pétrolier et gazier (le secteur) d'ici 2030 à 2032. Cette estimation a été réalisée en tenant compte de la disponibilité des technologies, des équipements et de la main-d'œuvre, ainsi que des délais pour l'obtention de permis et d'approbations. Les risques que toutes les réductions techniquement réalisables ne puissent pas être concrétisées à temps pour la première période de conformité ont également été évalués. Les estimations ont été étayées par des données provenant de l'industrie et d'autres parties intéressées. Pour produire les estimations ascendantes pour le plafond d'émissions et la limite supérieure légale, un niveau d'émissions de référence ascendant prudent a été estimé pour 2030 à 2032 en supposant que l'intensité des émissions en 2019 (données disponibles pour la dernière année précédant la pandémie) reste constante pour un niveau de production donné. Les estimations de la quantité de réduction des émissions techniquement réalisables ont ensuite été soustraites du niveau d'émissions de GES obtenu.

La limite supérieure légale

La limite supérieure légale a été conçue de façon à tenir compte de l'engagement du Canada pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Les prévisions de la production utilisées pour établir la limite supérieure légale pour 2030 à 2032 sont fondées sur le scénario de carboneutralité du Canada de la Régie de l'énergie du Canada, tiré du rapport *Avenir énergétique du Canada en 2023*. Le scénario de carboneutralité du Canada est un scénario dans lequel le Canada et les autres parties à l'Accord de Paris atteignent leurs objectifs intérimaires et de carboneutralité. Ce scénario suppose que le secteur pétrolier et gazier du Canada augmenterait sa production jusqu'en 2030.

La limite supérieure légale a donc été établie à un niveau compatible avec un scénario selon lequel les réductions d'émissions techniquement réalisables se concrétisent d'ici 2030 à 2032 pour les sources visées avec un ajustement pour tenir compte du risque que toutes les réductions techniquement réalisables ne soient pas concrétisées d'ici là, et pour des niveaux de production qui correspondraient

Emissions cap

The emissions cap holds the sector accountable for GHG emission increases beyond 2019 levels, the last pre-pandemic year before the Government of Canada's commitment to cap and reduce GHG emissions from the oil and gas sector. It was set such that the sector would have the option to use compliance flexibility for up to 20% of its emissions, or equal to an emissions cap level of 35% below 2019 levels. This is consistent with an emissions cap that is at a level slightly below what emissions would be in a scenario where covered sources attained technically achievable emissions reductions and 2019 production levels are assumed to remain constant over the 2030 to 2032 period.

To establish the emissions cap level in the proposed Regulations, the equivalent reduction relative to 2026 was estimated. This approach ensures that the emissions cap and the distribution of allowances for the first compliance period of 2030 to 2032 would reflect updated production and emissions information and would be based on GHG emissions data that have been quantified using the methods required by the proposed Regulations. A 35% reduction in emissions below 2019 levels is estimated to be equivalent to a 27% reduction below 2026 levels based on a projection of 2026 emissions. The 2026 emissions value used in this calculation was the 2026 emissions value in Canada's most recent [emissions projections](#). The actual megatonne (Mt) level of the emissions cap would be announced in late 2027 after all of the 2026 emissions data has been received and analyzed.

The legal upper bound is not codified in the proposed Regulations. Rather, the combination of the emissions cap and 20% access to compliance flexibility together form an effective legal upper bound on emissions.

Distribution rates

The allocation of emissions allowances would be based on the distribution rates included in Part 1 of Schedule 1 to the proposed Regulations and reflect facility-specific analysis using 2019 data, the most recent and complete data set available. The data used to set distribution rates was drawn from facility-specific data including information reported to the Greenhouse Gas Reporting Program

au scénario de carboneutralité du Canada. Cela s'est traduit par une limite supérieure légale de 19 % inférieure aux niveaux de 2019.

Plafond d'émissions

Le plafond d'émissions tient le secteur responsable de l'augmentation des émissions de GES au-delà des niveaux de 2019, soit la dernière année précédant la pandémie avant que le gouvernement du Canada s'engage à plafonner et à réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier. Ce dernier a été établi de manière que le secteur ait la possibilité d'utiliser un mécanisme de souplesse en matière de conformité pour un maximum de 20 % de ses émissions, ce qui serait équivalent à un niveau du plafond d'émissions de 35 % sous les niveaux de 2019. Cela correspond à un plafond d'émissions qui se situe à un niveau légèrement inférieur à ce que seraient les émissions dans un scénario où les réductions d'émissions techniquement réalisables se concrétisent pour les sources visées et où les niveaux de production de 2019 devraient rester constants au cours de la période de 2030 à 2032.

Afin d'établir dans le projet de règlement le niveau du plafond d'émissions, les réductions équivalentes relatives à l'année 2026 ont été estimées. Cette approche permet de s'assurer que le plafond d'émissions et la distribution des allocations pour la première période de conformité de 2030 à 2032 refléteraient les renseignements mis à jour sur la production et les émissions et seraient établis à partir des données sur les émissions de gaz à effet de serre qui ont été quantifiées conformément aux méthodes requises au titre du projet de règlement. Basé sur une projection des émissions de 2026, on estime qu'une réduction de 35 % des émissions par rapport aux niveaux de 2019 équivaldrait à une réduction de 27 % par rapport au niveau de 2026. Les données sur les émissions de 2026 utilisées dans ce calcul correspondent à la valeur des émissions de 2026 selon les [projections d'émissions](#) les plus récentes du Canada. Le niveau du plafond d'émissions en mégatonne (Mt) serait annoncé vers la fin de l'année 2027 après que toutes les données sur les émissions de 2026 auront été reçues et analysées.

La limite supérieure légale n'est pas codifiée dans le projet de règlement. Au contraire, la combinaison du plafond d'émissions et l'accès de 20 % à la souplesse en matière de conformité constituent une limite supérieure légale pour les émissions.

Taux de distribution

L'attribution des allocations serait fondée sur les taux de distribution prévus dans la partie 1 de l'annexe 1 du projet de règlement et serait établie en fonction d'une analyse spécifique aux installations en utilisant les données de 2019, qui constituent l'ensemble de données les plus récentes et les plus complètes disponibles. Les données utilisées pour établir les taux de distribution ont été

and departmental analysis based on other publicly available information. The rates for all industrial activities are set at 45% below 2019 emissions intensities, which reflect an estimate of the level of allowances that would be allocated for each year in the first compliance period, taking into account the emissions cap level and growth in production from 2019 levels based on the CNZ forecast. If emissions intensities or production levels are higher or lower than expected, allowance allocations would be prorated up or down to ensure the number of allowances is equal to the emissions cap in each year.

Cost-benefit analysis (CBA) summary

The Department employed a bottom-up approach to set the emissions cap and legal upper bound as described above. This bottom-up approach provides a high degree of confidence that the emissions reductions required from the sector will be technically achievable, assuming production grows in line with the CNZ forecast and compliance flexibility mechanisms are available.

To provide a monetized estimate of the impacts of the proposed Regulations, the Department employed a standard form of cost-benefit analysis, where the costs and benefits of the proposed Regulations are assessed relative to a baseline forecast of emissions and economic growth (i.e. a forecast without the proposed Regulations). This means that both the costs and benefits of policies included in the baseline, such as the proposed Methane Regulations, and the sector's emissions reduction activities that result from those policies, such as CCUS, are not included in the impacts reported in this analysis. The analysis of impacts is performed using a departmental economic model, as described in the "Analytical framework for the CBA" section below.

The baseline uses the most recent departmental reference case, which is based on the CER's Current Measures production forecast and assumes existing policies and measures, such as carbon pricing, are in place as well as the forthcoming proposed Methane Regulations.

This cost-benefit analysis monetizes a subset of the total benefits to the environment of the proposed Regulations in the form of reduced GHG emissions. This benefit is estimated using the Government of Canada's social cost of carbon (SCC), which is meant to be a comprehensive estimate of damages associated with the climate change

prélevées à partir des données spécifiques aux installations déclarées dans le cadre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre et des analyses ministérielles fondées sur des données publiques disponibles. Les taux pour l'ensemble des activités industrielles sont établis à 45 % sous l'intensité des émissions de 2019, ce qui constitue une estimation des allocations qui seraient attribuées pour chaque année de la première période de conformité. Cette estimation tient compte du plafond d'émissions et de la croissance de la production par rapport aux niveaux de 2019 en fonction des prévisions sur la carboneutralité du Canada. Si l'intensité des émissions ou le niveau de production sont plus élevés ou plus faibles que prévu, les allocations seraient attribuées au prorata, à la hausse ou à la baisse, afin que, chaque année, le nombre d'allocations soit égal au plafond d'émissions.

Résumé de l'analyse coûts-avantages (ACA)

Le Ministère a adopté une approche ascendante pour établir le plafond d'émissions et la limite supérieure légale, comme décrit ci-dessus. Cette approche ascendante offre un degré élevé de confiance dans le fait que les réductions d'émissions requises de la part du secteur seraient techniquement réalisables, en supposant que la production augmente conformément aux prévisions sur la carboneutralité au Canada et que des mécanismes de souplesses en matière de conformité sont disponibles.

Afin de fournir une estimation monétarisée des répercussions du projet de règlement, le Ministère a utilisé une analyse coûts-avantages standard, dans le cadre de laquelle les coûts et avantages du projet de règlement sont évalués par rapport à une prévision de référence des émissions et de la croissance économique (c'est-à-dire une prévision sans le projet de règlement). Cela signifie que les coûts et les avantages des politiques incluses dans le scénario de référence, comme le projet de règlement sur le méthane et les activités de réduction des émissions du secteur qui découlent de ces politiques, par exemple le CUSC, ne sont pas inclus dans les répercussions présentées dans la présente analyse. L'analyse des répercussions est effectuée à l'aide d'un modèle économique ministériel, tel que décrit dans la section « Cadre d'analyse pour l'ACA » ci-dessous.

Le scénario de référence utilise le scénario de référence ministériel le plus récent qui est basé sur les prévisions de production du scénario de mesures actuelles de la Régie de l'énergie du Canada et suppose que les politiques et les mesures existantes sont en place, comme la tarification du carbone, tout comme le projet de règlement sur le méthane à venir.

Cette analyse coûts-avantages monétarise un sous-ensemble des avantages totaux pour l'environnement du projet de règlement, sous la forme de réductions d'émissions de GES. Cet avantage est estimé à l'aide du coût social du carbone du gouvernement du Canada, qui se veut une estimation complète des dommages attribués

caused by each tonne of greenhouse gas emissions. The SCC takes into account changes in agricultural productivity, adverse impacts on human health, property damages from increased flood risk, and increases in energy system costs. Each tonne of GHG (in CO₂e) that is avoided has the benefit of avoiding its social cost of carbon.

Over the time frame of this analysis (2025 to 2032), the proposed Regulations are estimated to result in cumulative incremental GHG emissions reductions (i.e. beyond current policies and measures, including the proposed Methane Regulations) of 13.4 Mt. The value of these reductions is estimated to be \$4.0 billion in avoided climate change induced global damages. The proposed Regulations are also estimated to have incremental impacts on the economy, which are estimated to be \$3.3 billion plus administrative costs to industry and the Government of Canada estimated to be \$219 million. Thus, the proposed Regulations are estimated to have net benefits of \$428 million.

The analysis does not include a comprehensive inventory of all the impacts of the proposed Regulations. It does not account for the benefits from reduced air pollution. Higher order impacts related to jobs and associated economic activity from post-2032 investments in CCUS and other major decarbonization activities to reduce emissions from the sector are outside the scope of this analysis. The analysis does not fully consider the stimulation of new low-carbon industries, such as hydrogen, or for the longer-term competitiveness benefits of a decarbonized Canadian oil and gas sector in a world that complies with existing commitments under the Paris Agreement.

The costs in a CBA are the monetized costs of a regulation to Canadians relative to a baseline. In both the baseline and the regulatory scenarios, Canadian oil and gas production is projected to increase between 2019 and 2030: by about 17% in the baseline scenario and by almost the same (about 16%) in the regulatory scenario. The estimated costs of the proposed Regulations reflect the difference between these two projections.

In the model used for this CBA, these costs are assumed to be borne by Canadians. This is because the model assumes that Canadian households own the means of production. That is, Canadian households not only supply the labour, but are also assumed to own the capital used in production, as shareholders in the firms that produce goods and services. While this is a standard assumption in economic theory and modelling, in reality, many Canadian oil and

aux changements climatiques causés par chaque tonne d'émissions de GES. Le coût social du carbone prend en compte les changements associés à la productivité agricole, les répercussions négatives sur la santé humaine, les dommages à la propriété causés par l'augmentation des risques d'inondation et l'augmentation des coûts des systèmes énergétiques. Chaque tonne de GES (en CO₂e) évitée apporte un avantage sous la forme du coût social du carbone évité.

Au cours de la période couverte par la présente analyse, soit de 2025 à 2032, on estime que le projet de règlement entraînerait des réductions cumulées supplémentaires des émissions de GES (c'est-à-dire au-delà des politiques et des mesures actuelles, y compris le projet de règlement sur le méthane) de 13,4 Mt. La valeur de ces réductions est estimée à 4 milliards de dollars en dommages causés par les changements climatiques évités à l'échelle mondiale. On estime également que le projet de règlement devrait avoir aussi des répercussions différentielles sur l'économie, qui sont évaluées à 3,3 milliards de dollars, en plus des coûts administratifs pour l'industrie et le gouvernement du Canada qui sont estimés à 219 millions de dollars. Ainsi, le projet de règlement entraînerait des avantages nets de 428 millions de dollars.

L'analyse ne contient pas un inventaire complet de toutes les répercussions du projet de règlement. Elle ne tient pas compte des avantages découlant de la réduction de la pollution atmosphérique. Les répercussions d'un ordre plus élevé relatives aux emplois et à l'activité économique associés aux investissements après 2032 dans les projets de CUSC et d'autres activités de décarbonation majeures visant à réduire les émissions du secteur sont en dehors du cadre de l'analyse. Elle ne considère pas pleinement la stimulation des nouvelles industries à faibles émissions de carbone, comme l'hydrogène, ni les avantages à plus long terme sur la compétitivité d'un secteur pétrolier et gazier canadien décarboné dans un monde qui respecterait les engagements existants dans le cadre de l'Accord de Paris.

Les coûts d'une ACA sont les coûts monétarisés d'un règlement pour les Canadiens par rapport à un scénario de référence. Autant dans le scénario de référence que dans le scénario réglementaire, la production canadienne de pétrole et de gaz devrait augmenter entre 2019 et 2030 : d'environ 17 % dans le scénario de référence et de presque autant (environ 16 %) dans le scénario réglementaire. Les coûts estimés du projet de règlement tiennent compte de la différence entre ces deux projections.

Le modèle utilisé pour cette ACA présume que ces coûts sont assumés par les Canadiens. Cette approche s'explique par le fait que le modèle a pour hypothèse que les ménages canadiens sont propriétaires des moyens de production. En d'autres mots, les ménages canadiens fournissent non seulement la main-d'œuvre, mais ils sont également propriétaires des immobilisations utilisées pour la production en tant que participants dans les entreprises

gas firms are multi-national. For this reason, costs to Canadian society may be overestimated by assuming that all costs associated with lost profits are borne by Canadian households rather than being absorbed by multi-national firms and their shareholders.

Analytical framework for the CBA

To estimate the social value of the proposed Regulations, a cost-benefit analysis was conducted to account for the impacts on GHG emissions and the Canadian economy relative to the baseline for this analysis, while also accounting for the administrative costs for government and industry. These impacts were analyzed over a 7.5-year time frame, from mid-2025 to the end of 2032, which covers the period in which operators must register (the second half of 2025), through the end of the first compliance period in 2032. Capital costs are annualized over their expected life expectancy, and presented here as annualized costs, consistent with the presentation of operating costs and expected annual GHG reductions over the 2030 to 2032 period. Thus, the overall analysis underestimates the total lifetime costs and benefits attributable to actions taken in the first compliance period. However, this approach does provide a balanced perspective on the proportional costs and benefits of compliance. While the proposed Regulations would set the emissions cap indefinitely beyond the first compliance period, the policy intention is to review the trajectory of the emissions cap for future compliance periods within five years of the coming into force of the proposed Regulations to ensure the sector remains on a path to net-zero by 2050. The economic impacts of amending the emissions cap level for future compliance periods would be assessed at that time.

The analysis employs the Department's multi-region, multi-sector, computable general equilibrium model (EC-Pro) of the Canadian economy to analyze the incremental impacts of the proposal relative to the baseline. This modelling framework differs from the energy systems model used to produce the departmental reference case. As a result of this difference in modelling frameworks, the projections in this analysis may vary slightly from the 2023 Departmental Reference Case (Ref23).³ More information on EC-Pro can be found in the "Modelling" section below.

qui produisent des biens et des services. En réalité, bien qu'il s'agisse d'une hypothèse normale dans la théorie et la modélisation économiques, plusieurs compagnies pétrolières et gazières canadiennes sont des multinationales. C'est pourquoi les coûts pour les Canadiens peuvent être surestimés si l'on présume que tous les coûts associés aux profits perdus sont assumés par les ménages canadiens plutôt qu'absorbés par des entreprises multinationales et leurs actionnaires.

Cadre d'analyse pour l'ACA

Pour estimer la valeur sociale du projet de règlement, une analyse coûts-avantages a été réalisée afin de tenir compte des répercussions sur les émissions de GES et sur l'économie canadienne par rapport au scénario de référence de cette analyse, tout en considérant également les coûts administratifs pour l'industrie et le gouvernement. Ces répercussions ont été analysées sur une période de 7,5 ans, soit de la mi-année 2025 à la fin de 2032, période pendant laquelle les exploitants seraient tenus de s'enregistrer, soit vers la seconde moitié de 2025, jusqu'à la fin de la première période de conformité en 2032. Les coûts en capital sont annualisés sur la durée de vie attendue, et présentés ici à titre de coûts annualisés, de la même façon que les coûts d'exploitation et les réductions annuelles de GES prévues pour la période 2030 à 2032 sont présentés. Par conséquent, l'analyse sous-estime les coûts et avantages totaux sur la durée de vie attribuables aux actions prises au cours de la première période de conformité. Cependant, cette approche fournit une perspective équilibrée des coûts et avantages proportionnels de la conformité. Bien que le projet de règlement établirait le plafond d'émissions indéfiniment au-delà de la première période de conformité, l'intention stratégique est d'examiner la trajectoire du plafond d'émissions pour les futures périodes de conformité dans les cinq ans suivant l'entrée en vigueur du projet de règlement afin de s'assurer que le secteur reste sur la voie de la carboneutralité d'ici 2050. Les répercussions économiques du changement du niveau du plafond d'émissions pour les périodes de conformité futures seraient évaluées à ce moment-là.

Le modèle d'équilibre général calculable multirégional et multisectoriel du Ministère (EC-Pro) de l'économie canadienne a été utilisé pour analyser les répercussions différentielles de la proposition avec le scénario de référence. Ce cadre de modélisation est différent du modèle des systèmes énergétiques utilisé pour produire le scénario de référence ministériel. En raison de la différence entre les cadres de modélisation, les projections utilisées dans cette analyse peuvent varier légèrement par rapport au scénario de référence ministériel de 2023 (Réf23)³. De plus amples renseignements sur le modèle EC-Pro sont disponibles sous la section « Modélisation » ci-dessous.

³ Greenhouse gas and air pollutant emissions projections – 2023

³ Projections des émissions de gaz à effet de serre et polluants atmosphériques – 2023

The value of GHG emissions reductions is calculated using the Department's social cost of greenhouse gases (SC-GHG) emissions. All dollar figures are presented in 2023 Canadian dollars and discounted at 2% annually (to 2025) when presented in present value form. This is the near-term Ramsey discount rate now utilized by the Government of Canada when monetizing GHG emissions reductions. More information on this approach is presented in the "Benefits" section.

Baseline scenario

The baseline scenario is a projection based on a modified Ref23. This includes federal, provincial, and territorial policies and measures that were in place as of August 2023, such as carbon pricing, the *Clean Fuel Regulations*, and investment tax credits. In addition, Ref23 was modified to include the [proposed Methane Regulations](#) which aim to achieve at least a 75% reduction in oil and gas sector methane emissions by 2030, relative to 2012 levels. The forecasts of oil and natural gas prices in Ref23 are taken from the Canada Energy Regulator's 2023 Current Measures Scenario, as released in [Canada's Energy Future 2023](#). The model projects that under this scenario, Canadian oil and gas production will grow by 17% from 2019 to 2030, and that labour expenditure in the economy is estimated to grow by 18% and Canadian GDP is estimated to grow by 20% over this same time frame.

Emission intensities in the oil and gas industry are projected to decrease over time in the baseline scenario. These emission intensity improvements are expected to result from industry compliance with the regulations and measures currently in place, the proposed Methane Regulations, as well as other ongoing industrial efficiency improvements. These expected improvements lead to decreased GHG emissions over the time frame of analysis. These emissions intensity improvements are expected to result from the deployment of various emissions abatement technologies, including methane abatement technologies, increased use of solvents and carbon capture and storage, and increased use of hydrogen as a low-carbon source of energy. The average annual baseline emissions from the sector is estimated to be 134 Mt in CO₂e in the first compliance period (2030 to 2032). That is, by the 2030 to 2032 period, the sector is estimated to reduce emissions by 22% below 2019 levels in the absence of the proposed Regulations.

La valeur associée aux réductions des émissions de GES est calculée à l'aide du coût social des émissions de GES du Ministère. Tous les montants sont présentés en dollars canadiens de 2023 et actualisés au taux de 2 % par an (jusqu'en 2025) lorsqu'ils sont présentés sous forme de valeur actualisée. Il s'agit du taux d'actualisation Ramsey à court terme actuellement utilisé par le gouvernement du Canada pour monétiser les réductions des émissions de GES. De plus amples renseignements sur cette approche sont présentés dans la section « Avantages ».

Scénario de référence

Le scénario de référence est une projection reposant sur le Réf23 modifié. Celui-ci comprend des politiques et des mesures fédérales, provinciales et territoriales qui étaient en vigueur en août 2023, dont la tarification du carbone, le *Règlement sur les combustibles propres* et les crédits d'impôt à l'investissement. En outre, le Réf23 a été modifié pour inclure le [projet de règlement sur le méthane](#) qui vise à réduire d'au moins 75 % les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2012. Les prévisions des prix du pétrole et du gaz naturel dans le Réf23 sont tirées du scénario des mesures actuelles de 2023 de la Régie de l'énergie du Canada, publiées dans le [rapport Avenir énergétique du Canada en 2023](#). Le modèle prévoit que, dans ce scénario, la production pétrolière et gazière du Canada augmentera de 17 % entre 2019 et 2030, et que, selon les estimations, les dépenses de main-d'œuvre dans l'économie augmenteront de 18 % et le PIB du Canada augmentera de 20 %, pendant la même période.

Il est prévu que les intensités d'émissions de l'industrie pétrolière et gazière diminuent au fil du temps dans le scénario de référence. Ces améliorations en intensité des émissions seraient attribuables à la conformité de l'industrie envers les mesures et les obligations réglementaires actuellement en vigueur, au projet de règlement sur le méthane, ainsi qu'à d'autres améliorations continues de l'efficacité industrielle. Ces améliorations prévues entraîneraient une diminution des émissions de GES au cours de la période analysée. Ces améliorations en intensité des émissions devraient être en partie attribuables au déploiement de diverses technologies de réduction des émissions, notamment des technologies de réduction du méthane, à l'utilisation accrue de solvants et du CUSC ainsi qu'à une utilisation accrue de l'hydrogène en tant que source d'énergie à faibles émissions de carbone. La moyenne des émissions annuelles de référence du secteur est estimée à 134 Mt de CO₂e au cours de la première période de conformité de 2030 à 2032. Autrement dit, d'ici la période de 2030 à 2032, il est estimé que le secteur réduira ses émissions de 22 % par rapport au niveau de 2019 en l'absence du projet de règlement.

Regulatory scenario

The regulatory scenario builds on the baseline scenario, with the assumption that the proposed Regulations are implemented.

The proposed Regulations would set a sector-wide emissions cap on covered emissions at 27% below 2026 reported emissions. The baseline scenario estimates the 2026 emissions to be 156.6 Mt, resulting in a modelled emissions cap of 114 Mt. In the model, allowances equal to the emissions cap level are allocated to subsectors each year from 2030 to 2032 based on 2019 emissions intensities and the forecasted in-year production in a given year. National historical emissions intensities used in the modelling were calculated and applied at an aggregation that is broadly consistent with the aggregation of distribution rates set out in the proposed Regulations.

Covered operators would be required to remit one eligible compliance unit for each tonne of GHGs emitted. Compliance units can include allowances, decarbonization units (up to 10% of a covered operator's compliance obligation) and Canadian offset credits (up to 20% of a covered operator's compliance obligation). The extent to which offsets would be used would depend on their price, which is currently uncertain. Therefore, offsets were not modelled as a compliance option in the central case. Given that it is expected that there will be offsets available and used, however, the "Sensitivity analysis" section discusses their potential use and impacts on emissions and production relative to the central case.

In addition to allowances, the model assumes that eligible compliance units include decarbonization units available at an incremental price of \$50 per tonne (i.e. over and above their price under carbon pricing) to a maximum of 13 million decarbonization units each year for all covered sectors, approximately 10% of the average baseline emissions over the period of analysis. The analysis assumes that subsectors with excess allowances can trade with subsectors that require them, that obligations under the emissions cap are met on an annual basis in the year in which the obligations are created, and that no banking of allowances takes place. Figure 1 below presents the average annual baseline emissions over the 2030 to 2032 period (134 Mt), as well as the modelled emissions cap level, the modelled upper bound on emissions, and the modelled legal upper bound. As noted above, the emissions cap is estimated to be 114 Mt in this analysis, which would

Scénario réglementaire

Le scénario réglementaire s'appuie sur le scénario de référence, et suppose que le projet de règlement est mis en œuvre.

Le projet de règlement établirait un plafond d'émissions pour l'ensemble du secteur pour les émissions visées à 27 % sous les émissions déclarées pour 2026. Dans le scénario de référence, les émissions de 2026 seraient estimées à 156,6 Mt, ce qui entraînerait un plafond d'émissions modélisé de 114 Mt. Dans le modèle, chaque année de 2030 à 2032, un nombre d'allocations équivalent au plafond d'émissions est attribué aux sous-secteurs en fonction des intensités d'émissions de 2019 et des prévisions sur la production en cours d'année pour une année donnée. Les données nationales historiques sur les intensités d'émissions utilisées dans la modélisation ont été calculées et appliquées de manière agrégée et compatible avec l'agrégation des taux de distribution prévus dans le projet de règlement.

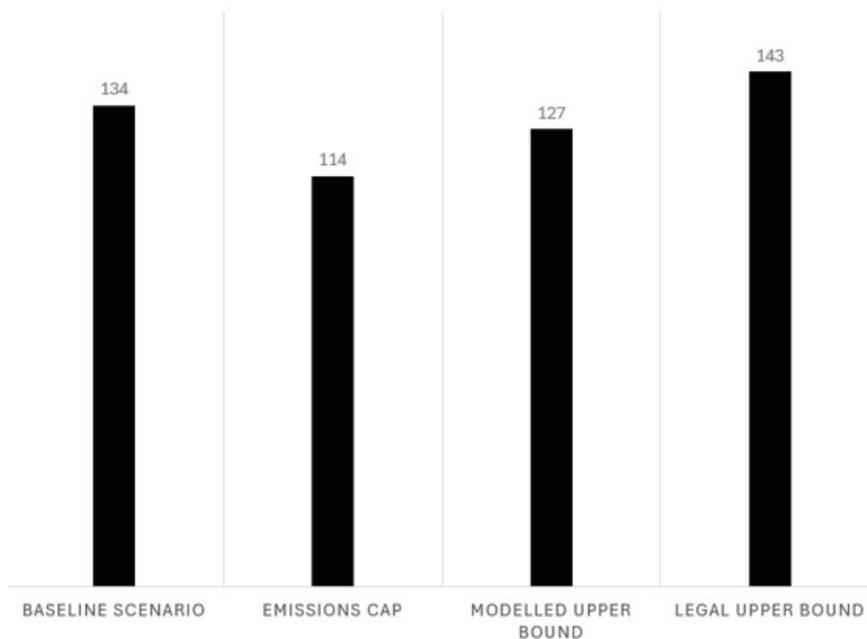
Les exploitants assujettis seraient tenus de remettre une unité de conformité admissible pour chaque tonne d'émissions de GES. Les unités de conformité seraient des allocations, des unités de décarbonation (pouvant couvrir jusqu'à 10 % de l'obligation de remise d'un exploitant assujetti), et des crédits compensatoires canadiens (pouvant couvrir quant à eux jusqu'à 20 % de l'obligation de remise d'un exploitant assujetti). La mesure dans laquelle les crédits compensatoires seraient utilisés dépendrait de leur prix, qui est incertain à ce stade-ci. Les crédits compensatoires n'ont alors pas été modélisés en tant qu'option de conformité dans le scénario central. Toutefois, il est prévu qu'il y ait des crédits compensatoires disponibles et qu'ils soient utilisés. Leur utilisation et leurs répercussions potentielles sur les émissions et la production par rapport au scénario central sont abordées dans la section « Analyse de sensibilité ».

En plus des allocations, le modèle suppose que les unités de conformités admissibles comprennent les unités de décarbonation disponibles à un coût supplémentaire de 50 \$ par tonne (c'est-à-dire en plus de leur prix dans les systèmes de tarification du carbone) jusqu'à un maximum de 13 millions d'unités de décarbonation par an pour tous les secteurs assujettis, ce qui représente environ 10 % de la moyenne des émissions de référence au cours de la période d'analyse. L'analyse suppose que les sous-secteurs disposant d'allocations excédentaires peuvent les échanger avec les sous-secteurs qui en ont besoin, que les obligations de remise découlant du plafond d'émissions sont respectées chaque année au cours de l'année dans laquelle les obligations sont créées, et qu'il n'y a pas de mise en réserve des allocations. La figure 1 ci-dessous présente la moyenne des émissions annuelles de référence pour la période de 2030 à 2032, soit 134 Mt, ainsi que le niveau du plafond

result in a legal upper bound of 143 Mt.⁴ The legal upper bound is estimated to be higher than baseline emissions in this analysis due to baseline emissions falling by 22% between 2019 and the 2030 to 2032 period. However, since the central case analysis does not include access to offsets, the maximum allowable emissions modelled in the regulatory scenario is 127 Mt (emissions cap plus decarbonization units). In the regulatory scenario, the available flexibilities (decarbonization units) are fully subscribed in 2030 and 2031; while in 2032 there are 0.2 million excess units available.

d'émissions modélisé, la limite supérieure modélisée des émissions et la limite supérieure légale modélisée. Comme il a été mentionné ci-haut, le plafond d'émissions est estimé à 114 Mt dans cette analyse, ce qui entraînerait une limite supérieure légale de 143 Mt⁴. Dans cette analyse, la limite supérieure légale est estimée être supérieure aux émissions de référence en raison d'une baisse de 22 % des émissions de référence entre 2019 et la période de 2030 à 2032. Toutefois, étant donné que l'analyse du scénario central ne comprend pas l'accès aux crédits compensatoires, la valeur des émissions maximales autorisées modélisées dans le scénario réglementaire est de 127 Mt, ce qui comprend le plafond d'émissions additionné aux unités de décarbonation. Dans le scénario réglementaire, les mesures de souplesse disponibles, soit les unités de décarbonation, sont entièrement utilisées en 2030 et 2031, tandis qu'en 2032, il y aurait 0,2 million d'unités excédentaires de disponibles.

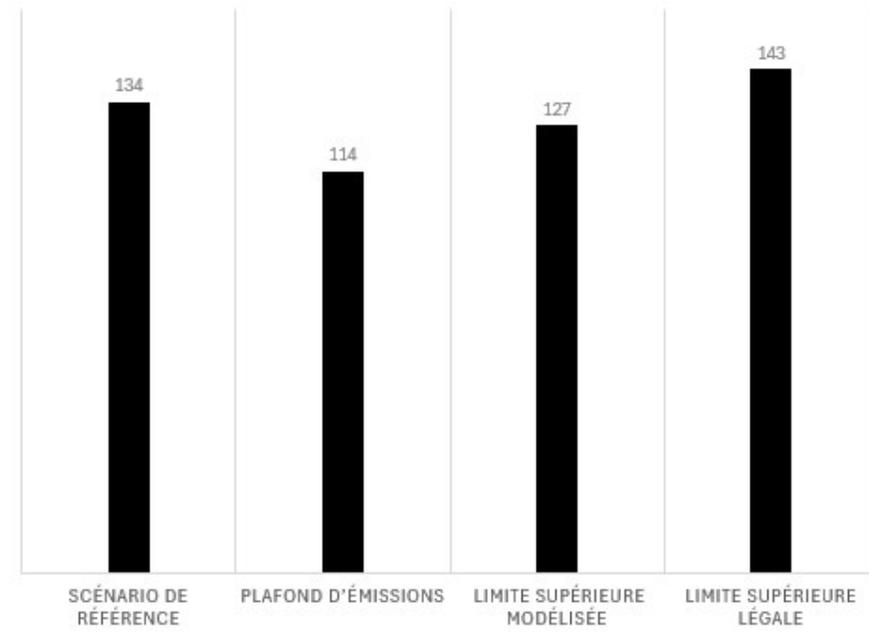
Figure 1: Modelled emissions cap and allowable compliance flexibilities (average from 2030 to 2032)



⁴ Due to analytical constraints for this analysis, these values include electricity emissions, resulting in slightly higher estimated levels than the expected level of the emissions cap.

⁴ En raison de contraintes analytiques dans la présente analyse, ces valeurs incluent les émissions liées à l'électricité, ce qui entraîne des niveaux estimés légèrement plus élevés que les niveaux attendus du plafond d'émissions.

Figure 1 : Plafond d'émissions modélisé et souplesse en matière de conformité autorisée (moyenne de 2030 à 2032)



Modelling

This analysis uses EC-Pro, the Department's peer-reviewed, multi-region, multi-sector, provincial-territorial computable general equilibrium (CGE) model of climate change policies. EC-Pro can assess variables of interest, including GHG emissions, and economic indicators such as production, employment and household consumption. EC-Pro estimates the impacts of the proposed Regulations by estimating the new set of prices and variables that will return the economy to equilibrium. The incremental impacts of the proposed Regulations compare the baseline scenario to the regulatory scenario. A summary of how EC-Pro works is provided here, and more modelling information can be provided upon request.

EC-Pro assumes that households own labour and capital (factors of production), and therefore the households receive all wages from labour and profits from firms. As production increases (or decreases) the demand for labour and capital inputs may also increase (or decrease). EC-Pro simulates the response to the proposed Regulations in Canada's main economic sectors in each jurisdiction, and models the interactions among sectors. Each province and territory is represented individually; the representation of the rest of the world is based on import and export flows to Canadian provinces and territories, which are assumed to be price takers in international markets. Finally, to accommodate analysis of energy and climate policies, the

Modélisation

La présente analyse a été réalisée à l'aide du modèle EC-Pro, le modèle d'équilibre général calculable (MEGC) provincial-territorial, multirégional et multisectoriel du Ministère, qui a fait l'objet d'un examen par les pairs et qui porte sur les politiques en matière de changements climatiques. Le modèle EC-Pro permet d'évaluer des variables d'intérêt, y compris les émissions de GES, ainsi que des indicateurs économiques tels que la production, l'emploi et la consommation des ménages. Le modèle EC-Pro estime les répercussions du projet de règlement en estimant le nouvel ensemble de prix et de variables qui ramèneront l'économie à l'équilibre. Les répercussions différentielles du projet de règlement sont une comparaison des résultats du scénario de référence au scénario réglementaire. Un résumé du fonctionnement du modèle EC-Pro est fourni ici; et de plus amples détails de modélisation peuvent être obtenus sur demande.

Le modèle EC-Pro suppose que les ménages possèdent la main-d'œuvre et le capital (des facteurs de production), y compris le travail et le capital, ce qui leur confère tous les revenus tirés du travail sous forme de salaires, ainsi que tous les profits générés par les entreprises. Lorsque la production augmente ou diminue, la demande de main-d'œuvre et de capital peut également augmenter ou diminuer. Le modèle EC-Pro simule la réponse au projet de règlement des principaux secteurs économiques du Canada dans chaque province et territoire, puis modélise les interactions entre les secteurs. Chaque province et territoire est représenté individuellement. La représentation du reste du monde est fondée sur les flux d'importation et

model incorporates information on energy use, combustion and non-combustion greenhouse gas emissions.

The modelling of output-based pricing systems assumes that the stringency increases in each scenario such that the output-based pricing systems align with the benchmark requirement that systems be designed to maintain the marginal price at the national minimum carbon price. In the case where excess credits exist, they are assumed to be cleared at the national minimum price on carbon pollution.

EC-Pro estimates emission changes through the deployment of emissions abatement technology, fuel-switching, improvements in energy efficiency, or changes in production levels. The model assumes that covered operators would comply with the proposed Regulations by using the most cost-effective option, determined by the marginal cost of each option. Although operators may make use of compliance flexibilities, in the model, the only actions that result in emissions reductions are the deployment of emissions abatement technology, more efficient production, or reduced production. Contributions by firms to the decarbonization program in exchange for decarbonization units come at a cost to firms. The proposed Regulations set out that contributions to the decarbonization program would be returned to support decarbonization of the oil and gas sector. However, the model does not show these contributions as additional emissions reductions. Instead, the model returns these contributions to households.

Abatement technologies include CCUS, hydrogen, and solvents. EC-Pro's assumptions regarding the cost and availability of decarbonization technology are informed by external sources, including the latest academic literature, along with internal departmental assessments. Costs are accounted for both in terms of annualized capital costs, and operational costs.

The model treats the installation of abatement technology as a cost to firms. New labour demand and associated economic activity that could be created by the use of these technologies in the future, or the potential for this demand to create new sectors of the economy in the future in a world that complies with existing commitments under the Paris Agreement is outside the scope of this analysis.

d'exportation vers les provinces et territoires canadiens, qui sont censés être des preneurs de prix sur les marchés internationaux. Enfin, pour permettre l'analyse des politiques énergétiques et climatiques, le modèle intègre des données sur la consommation d'énergie et les émissions de GES provenant de la combustion et hors combustion.

La modélisation des systèmes de tarification fondés sur le rendement suppose que la rigueur augmente dans chaque scénario, de sorte que les systèmes satisfassent aux exigences du modèle fédéral selon lesquelles les systèmes de tarification fondés sur le rendement doivent être conçus pour maintenir le prix marginal au niveau du prix national minimal de la tarification de la pollution par le carbone. Dans le cas où il existe des surplus de crédits, ils sont présumés être retirés au prix national minimal de la tarification de la pollution par le carbone.

Le modèle EC-Pro estime les changements relatifs aux émissions dus au déploiement de technologies de réduction des émissions, au changement de combustible, à l'amélioration de l'efficacité énergétique ou à la modification des niveaux de production. Le modèle suppose que les exploitants assujettis se conformeraient aux obligations prévues au titre du projet de règlement en utilisant l'option de conformité la plus rentable, déterminée par le coût marginal de chaque option. Bien que ces exploitants aient la possibilité d'utiliser des mesures de souplesse en matière de conformité, dans le modèle, seulement le déploiement de technologies de réduction des émissions, une production plus efficace ou une réduction de la production constitueraient des réductions des émissions. Les contributions des entreprises au programme de décarbonation en échange d'unités de décarbonation ont un coût pour les entreprises. Le projet de règlement prévoit que les contributions versées au programme de décarbonation seraient retournées au secteur pétrolier et gazier afin de soutenir la décarbonation du secteur. Cependant, le modèle ne montre pas ces contributions comme des réductions additionnelles des émissions. Le modèle remet plutôt ces contributions aux ménages.

Les technologies de réduction comprennent le CUSC, ainsi que l'utilisation de l'hydrogène et des solvants. Les hypothèses du modèle EC-Pro concernant le coût et la disponibilité des technologies de décarbonation s'appuient sur des sources externes, notamment la plus récente documentation universitaire, ainsi que sur des évaluations internes du Ministère. Les coûts sont comptabilisés à la fois en matière de coûts d'investissement annualisés et de coûts d'exploitation.

Le modèle traite l'installation de technologies de réduction comme un coût pour les entreprises. La nouvelle demande en main-d'œuvre et l'activité économique associée qui pourraient être créées par l'utilisation de ces technologies dans le futur, ou la possibilité que cette demande crée dans le futur de nouveaux secteurs de l'économie dans un monde qui respecterait les engagements existants

dans le cadre de l'Accord de Paris ne font pas partie du cadre de cette analyse.

Analytical results

The analysis estimates some of the expected economic impacts, including impacts of the proposed Regulations on production and employment relative to the baseline scenario. It also includes an estimate of the administrative costs to industry and government.

As is explained above, the analysis also estimates some of the benefits of the proposed Regulations. These are estimated by valuing the projected GHG emissions reductions in terms of avoided climate change-induced global damages. This benefit is estimated using the Government of Canada's SCC, which is meant to be a comprehensive estimate of climate change damages and includes changes in agricultural productivity, adverse human health impacts, property damages from increased flood risk, and changes in energy system costs.

The benefits accounted for in this analysis do not include a comprehensive inventory of all the benefits of the proposed Regulations. They do not account for the benefits from reduced air pollution.

Quantified and monetized costs

Cost pass-through

In the analysis, firms choose the most profitable compliance option. This could mean using their allocated emissions allowances, choosing to purchase the most cost-effective emissions abatement technologies, choosing to buy allowances, or making contributions to the decarbonization program to meet their compliance obligations. Given that oil prices are set in international markets, the ability of firms to pass on these compliance costs to consumers is limited. If firms are able to pass on some costs in the form of higher prices, this could have some impact on consumption. If firms cannot pass on these costs, this would lower firm profits.

The ability for a firm to pass on costs to consumers depends on a variety of factors, including the market structure of the sector, the persistence of demand, and the availability of substitutes. The price of crude oil and natural gas commodities are generally determined in global or continental markets. In some instances, prices can be influenced by regional dynamics, which could result in some ability for oil and gas producers to affect downstream prices. In the context of the central case analysis, compliance costs

Résultats d'analyse

L'analyse estime certaines des répercussions économiques attendues, dont les répercussions du projet de règlement sur la production et l'emploi, par rapport au scénario de référence. Cela comprend également une estimation des coûts administratifs pour l'industrie et le gouvernement.

Comme décrit ci-dessus, l'analyse estime également certains des avantages du projet de règlement. Ceux-ci sont estimés en mettant une valeur aux projections de réduction des émissions de GES en matière de dommages globaux évités attribués aux changements climatiques. Cet avantage est estimé à partir du coût social du carbone du gouvernement du Canada, qui se veut une estimation exhaustive des dommages causés par les changements climatiques et prend en compte les changements associés à la productivité agricole, les répercussions négatives sur la santé humaine, les dommages à la propriété causés par les risques d'inondation et les changements dans les coûts des systèmes énergétiques.

Les avantages pris en compte dans cette analyse ne sont pas l'inventaire complet de tous les avantages du projet de règlement. L'analyse ne tient pas compte des avantages découlant de la réduction de la pollution atmosphérique.

Coûts quantifiés et monétarisés

Transfert des coûts

Dans l'analyse, les entreprises choisissent l'option de conformité la plus rentable. Il peut s'agir d'utiliser les allocations qui leur sont attribuées, de choisir d'acheter les technologies de réduction des émissions les plus rentables, d'acheter des allocations ou de verser des contributions au programme de décarbonation pour remplir leurs obligations de conformité. Puisque les prix du pétrole sont fixés par les marchés internationaux, la capacité des entreprises à transférer ces coûts de conformité aux consommateurs est limitée. Si les entreprises sont en mesure de transférer certains coûts en augmentant leurs prix, cela pourrait avoir une certaine répercussion sur la consommation. Si les entreprises ne peuvent transférer ces coûts, cela réduirait leurs profits.

La capacité d'une entreprise à transférer les coûts aux consommateurs dépend de plusieurs facteurs, tels que la structure du marché dans le secteur, la persistance de la demande et la disponibilité de produits de substitution. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel sont généralement déterminés par les marchés mondiaux ou continentaux. Dans certains cas, les prix peuvent être influencés par des dynamiques régionales, ce qui pourrait permettre aux producteurs de pétrole et de gaz d'avoir une influence

passed through from the sector to domestic end users are expected to be low.

sur les prix en aval. Dans le contexte de l'analyse du scénario central, les coûts de conformité transférés par le secteur aux utilisateurs finaux nationaux devraient être faibles.

Production impacts

Répercussions sur la production

As Table 1 illustrates, there is projected to be significant production increases in both the baseline scenario and the regulatory scenario. This is shown in the figure below.

Comme l'illustre le tableau 1, des augmentations importantes de la production sont prévues tant dans le scénario de référence que dans le scénario réglementaire. Ceci est présenté dans la figure ci-dessous.

Figure 2: Oil and gas production over time (in petajoules)

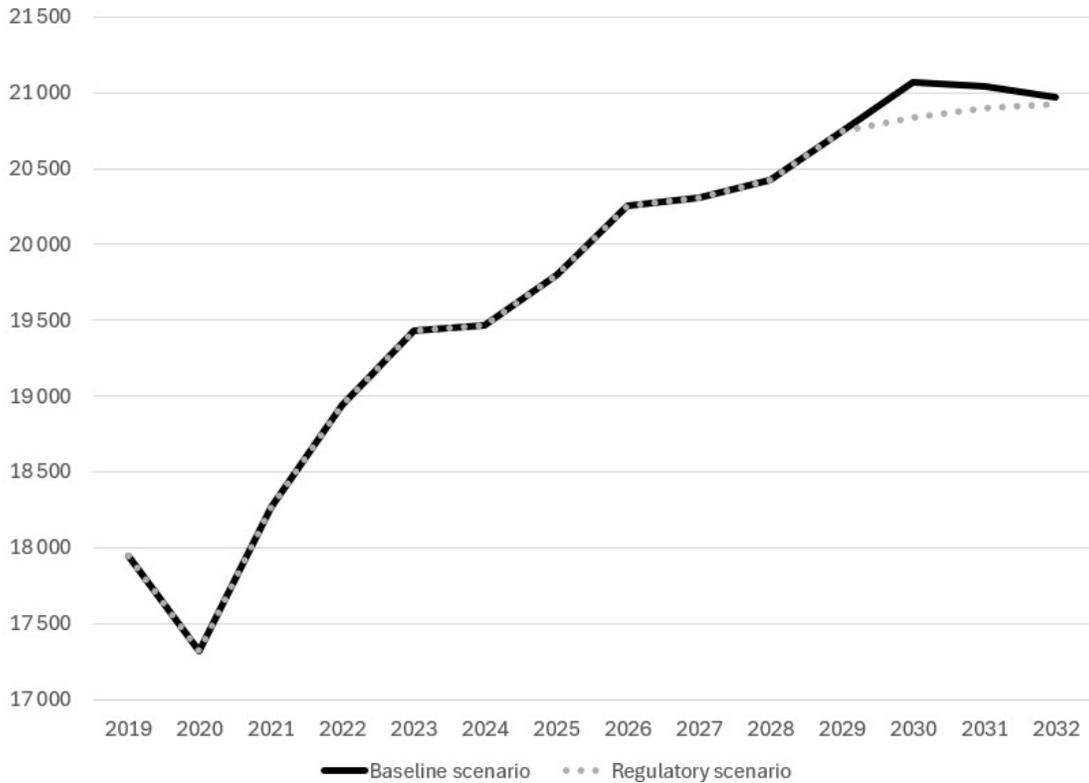
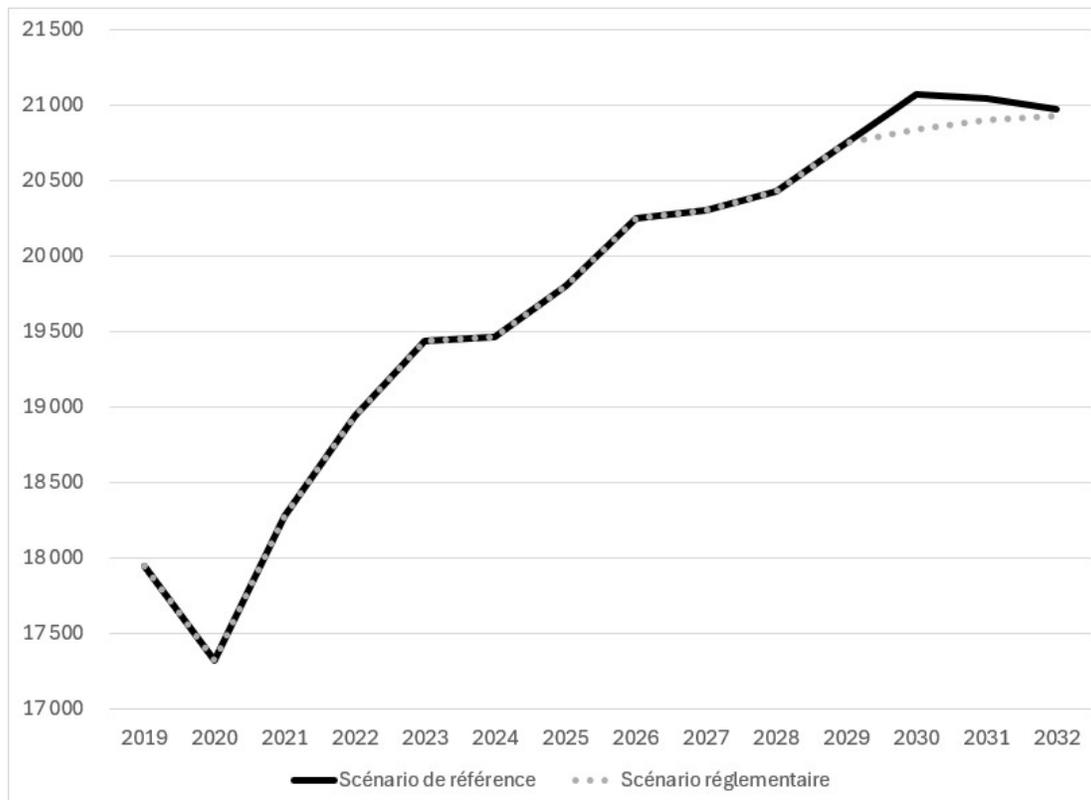


Figure 2 : Production de pétrole et de gaz au fil du temps (en pétajoules)

- In 2019, production in the oil and gas sector was about 17 945 petajoules (PJ).
- In the 2030 baseline scenario, total production is estimated to be about 21 070 PJ, an increase of about 17% over 2019.
- In the 2030 regulatory scenario, total production is estimated to be about 20 835 PJ, an increase of about 16% over 2019.

The production increases are similar in both cases. Based on a comparison of production in the regulatory scenario to the production used to set the legal upper bound through the bottom-up analysis, the projected production in the regulatory scenario is roughly in line with the production in the CER's CNZ scenario. Therefore, the proposed Regulations are expected to enable Canadian production to continue to grow in response to global demand.

- En 2019, la production dans le secteur pétrolier et gazier était d'environ 17 945 pétajoules (PJ).
- Dans le scénario de référence pour 2030, la production totale est estimée à environ 21 070 PJ, soit une augmentation d'environ 17 % par rapport à 2019.
- Dans le scénario réglementaire pour 2030, la production totale est estimée à environ 20 835 PJ, soit une augmentation d'environ 16 % par rapport à 2019.

L'augmentation de la production est similaire dans les deux cas. Basée sur la comparaison de la production selon le scénario réglementaire avec la production utilisée afin de fixer la limite supérieure légale à l'aide de l'analyse ascendante, la production projetée dans le scénario réglementaire est à peu près la même que celle du scénario de carboneutralité du Canada qui est estimée par la Régie de l'énergie du Canada. À ce titre, le projet de règlement devrait permettre à la production canadienne de continuer à croître en réponse à la demande mondiale.

Table 1: Estimated oil and gas production (PJ)

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

Commodity	2019 levels	Average 2030–2032 (baseline)	Average percentage growth (baseline)	Average 2030–2032 (regulatory)	Average percentage growth (regulatory)	Average 2030–2032 (change)	Percent change from baseline
Natural gas	7 280	7 670	5%	7 645	5%	(22.0)	(0.3%)
Oil	10 665	13 360	25%	13 240	24%	(119.6)	(0.9%)
Total	17 945	21 030	17%	20 885	16%	(141.6)	(0.7%)

Tableau 1 : Estimation de la production de pétrole et de gaz (PJ)

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total.

Produit	Niveaux de 2019	Moyenne 2030-2032 (référence)	Croissance moyenne en pourcentage (référence)	Moyenne 2030-2032 (réglementaire)	Croissance moyenne en pourcentage (réglementaire)	Moyenne 2030-2032 (variation)	Variation en pourcentage selon la référence
Gaz naturel	7 280	7 670	5 %	7 645	5 %	(22,0)	(0,3 %)
Pétrole	10 665	13 360	25 %	13 240	24 %	(119,6)	(0,9 %)
Total	17 945	21 030	17 %	20 885	16 %	(141,6)	(0,7 %)

Employment impacts

The extent to which the proposed Regulations would impact future wages and employment in oil and gas-producing regions relative to the baseline scenario would depend on how the industry decides to comply. In the baseline scenario, labour expenditure in covered sectors is expected to grow by 55% between 2019 and 2030–2032. In the regulatory scenario, labour expenditure in covered sectors is expected to grow by 53% between 2019 and 2030–2032. Between the baseline and regulatory scenarios, reductions in projected production would be expected to affect employment income from the reduced demand for labour or any resulting lowering of wages, or both. The modelling done for this analysis indicates that the proposed Regulations are expected to result in a net decrease in labour expenditure in the oil and gas sector of about 1.6% relative to the baseline estimate of employment income over the 2030 to 2032 time frame. Employment created by future investments in decarbonization projects, such as CCUS projects, post-2032, is outside the scope of this analysis.

Social welfare impacts

This analysis considers key economic impacts of the proposed Regulations relative to the baseline scenario. In the model, these economic costs are represented by foregone consumption in a representative household. Actual

Répercussions sur l'emploi

La mesure dans laquelle le projet de règlement aurait une incidence sur les salaires et les emplois futurs dans les régions productrices de pétrole et de gaz, par rapport au scénario de référence, varierait selon la mesure dans laquelle l'industrie décide de se conformer. Dans le scénario de référence, les dépenses en main-d'œuvre dans les secteurs visés devraient augmenter de 55 % entre 2019 et la période de 2030-2032. Dans le scénario réglementaire, les dépenses en main-d'œuvre dans les secteurs visés devraient augmenter de 53 % entre 2019 et la période de 2030-2032. Entre le scénario de référence et le scénario réglementaire, on s'attendrait à ce que les réductions de la production projetée aient une incidence sur le revenu d'emploi en raison de la réduction de la demande en main-d'œuvre ou de toute baisse des salaires qui en résulterait, ou des deux. La modélisation effectuée dans le cadre de cette analyse indique que le projet de règlement devrait entraîner une diminution nette des dépenses de main-d'œuvre dans le secteur pétrolier et gazier d'environ 1,6 % par rapport à l'estimation du scénario de référence du revenu d'emploi au cours de la période de 2020 à 2032. Les nouveaux emplois créés par les investissements futurs dans les projets de décarbonation, tels que les projets de CUSC, après 2032, ne font pas partie du cadre de cette analyse.

Répercussions sur le bien-être de la société

Cette analyse tient compte des principales répercussions économiques du projet de règlement par rapport au scénario de référence. Dans le modèle, ces coûts économiques sont représentés par une perte de la consommation

impacts for a specific household would vary significantly based on the extent to which it has a stake in the oil and gas sector (for example through employment or investments).

The modelled impacts also include some positive effects resulting from shifts in capital and labour from the oil and gas sector to other sectors of the Canadian economy. They include some benefits from reductions in energy prices arising from the reduced demand for energy use in oil and gas sector production.

A common measure of social welfare in general equilibrium models such as EC-Pro is equivalent variation (EV). EV is based on the concept of willingness-to-pay, or the maximum amount a household would pay for a particular good or service given its budget constraint.⁵ The EV from the baseline scenario to the regulatory scenario represents the additional amount of money that households would require with the proposed Regulations in place to make themselves as well off as they would be in their absence.^{6,7} This amount can be considered equivalent to the change in welfare for households from the decrease in consumption under the regulatory scenario. Because household consumption accounts for both potential changes of income stemming from changes in production (i.e. income from labour and capital) and changes in the price of consumption, it is used as a measure of both the total costs of compliance and the change in welfare in this analysis.

In the baseline scenario, household consumption is expected to rise by 18.8% or \$298 billion between 2019 and the 2030 to 2032 period. Over the time frame of the analysis, the model projects the proposed Regulations to result in \$3.3 billion of foregone household consumption relative to the baseline scenario. Consequently, household consumption is expected to rise by 18.7% between 2019 and 2030–2032 in the regulatory scenario, versus 18.8% in the baseline scenario.

Finally, as is described in more detail below, these cost estimates do not account for the possible use of offsets, which would be expected to reduce compliance costs.

des ménages représentatifs. Les répercussions réelles pour un ménage donné varieraient considérablement selon la mesure dans laquelle il a un intérêt dans le secteur pétrolier et gazier (par exemple par l'emploi ou les investissements).

Les répercussions modélisées comprennent également certains effets positifs résultant des transferts de capital et de main-d'œuvre du secteur pétrolier et gazier vers d'autres secteurs de l'économie canadienne. Ils comprennent certains avantages de la réduction des prix de l'énergie découlant de la réduction de la demande d'énergie utilisée dans la production du secteur pétrolier et gazier.

Une mesure courante du bien-être de la société dans les modèles d'équilibre général tels que le modèle EC-Pro est la variation équivalente (VE). La VE repose sur le concept de la volonté à payer, c'est-à-dire le montant maximum qu'un ménage est prêt à payer pour un bien ou un service particulier compte tenu de ses contraintes budgétaires⁵. La VE entre le scénario de référence et le scénario réglementaire représente le montant supplémentaire d'argent dont les ménages auraient besoin si le projet de règlement se concrétisait pour être aussi bien nantis qu'ils le seraient en l'absence du projet de règlement^{6,7}. Ce montant peut être considéré comme équivalent à la variation du bien-être des ménages due à la baisse de la consommation dans le cadre du scénario réglementaire. Dans la présente analyse, étant donné que la consommation des ménages tient compte à la fois des variations possibles de revenu découlant des changements dans la production (c'est-à-dire le revenu du travail et du capital) et des variations du prix de la consommation, elle est utilisée comme mesure des coûts totaux de conformité et des changements dans le bien-être.

Dans le scénario de référence, la consommation des ménages devrait augmenter de 18,8 % ou de 298 milliards de dollars entre 2019 et la période de 2030 à 2032. Au cours de la période visée par l'analyse, le modèle prévoit que le projet de règlement entraînerait une perte de la consommation des ménages de 3,3 milliards de dollars par rapport au scénario de référence. En conséquence, la consommation des ménages augmenterait de 18,7 % entre 2019 et 2030–2032 dans le scénario réglementaire, contre 18,8 % dans le scénario de référence.

Enfin, comme décrit plus en détail ci-dessous, ces estimations de coûts ne tiennent pas compte du recours possible aux crédits compensatoires, ce qui devrait réduire les coûts associés à la conformité.

⁵ *Guidelines for Preparing Economic Analyses*. United States Environmental Protection Agency.

⁶ Boadway, R. and Neil, B. "Welfare Economics." Basil Blackwell Publisher Limited, Oxford, 1984.

⁷ Varian, H. "Microeconomic Analysis, Third Edition." W. W. Norton & Company, New York, 1992.

⁵ *Guidelines for Preparing Economic Analyses (disponible en anglais seulement)*. Environmental Protection Agency des États-Unis.

⁶ Boadway, R. et Neil, B. « Welfare Economics. » Basil Blackwell Publisher Limited, Oxford, 1984.

⁷ Varian, H. "Microeconomic Analysis, Third Edition." W. W. Norton & Company, New York, 1992.

Industry administrative costs

The proposed Regulations would introduce new requirements related to registration, record-keeping, and submission of compliance reports. There would also be costs associated with the verification of annual reports by a third party. Over the time frame of analysis, these administration costs are estimated to be \$124 million in present value terms. Further details can be found in the “One-for-one rule” section below.

Government costs

The Government is expected to incur administrative costs associated with implementing, administering, and enforcing the proposed Regulations of \$95 million over the period of analysis.

This would include costs associated with processing registrations; reviewing annual and verification reports; allocating emission allowances to operators; reviewing remittance of compliance units; and implementing the decarbonization program. The proposed Regulations are expected to impose administrative costs on the Department of \$67 million over the time frame of analysis, including compliance promotion costs.

In addition, the Department is expected to incur ongoing costs related to the development and administration of IT infrastructure to support registration, annual and verification reporting, allocation of emission allowances, and remittance of compliance units. These costs are estimated to be \$24 million in present value terms between 2025 and 2032.

Some incremental costs are also expected for hiring new enforcement officers, training new and current enforcement officers, and for equipment, inspections, investigations and measures to deal with any alleged violations. In total, incremental enforcement costs are estimated at \$4 million between 2025 and 2032.

Summary of monetized costs

In the baseline scenario, household consumption is expected to rise by 18.8% or \$298 billion between 2019 and the 2030 to 2032 period. Over the time frame of the analysis, the model projects the proposed Regulations to result in \$3.3 billion of foregone household consumption relative to the baseline scenario (between 2030 and 2032). Consequently, household consumption is expected to rise by 18.7% between 2019 and 2030–2032 in the regulatory scenario, versus 18.8% in the baseline scenario. In addition, total industry administrative costs are estimated at \$124 million and total Government costs to implement and enforce the proposed Regulations are estimated at

Coûts administratifs pour l'industrie

Le projet de règlement entraînerait de nouvelles exigences en matière d'enregistrement, de tenue de registres et de transmission de rapports de conformité. Il y aurait également des frais qui seront engagés pour la vérification des rapports annuels par un tiers. Au cours de la période visée par l'analyse, ces coûts administratifs sont estimés à 124 millions de dollars en valeur actualisée. Pour plus de détails, voir la section “Règle du « un pour un »” ci-dessous.

Coûts pour le gouvernement

Le gouvernement devrait engager des coûts administratifs de 95 millions de dollars pour la mise en œuvre, l'administration et l'application du projet de règlement au cours de la période visée par l'analyse.

Cela comprendrait les coûts associés au traitement des enregistrements, à l'examen des rapports annuels et de vérification, à l'attribution des allocations aux exploitants, à l'examen de la remise des unités de conformité et à la mise en œuvre du programme de décarbonation. Le projet de règlement devrait imposer au Ministère des coûts administratifs de 67 millions de dollars sur la période visée par l'analyse, y compris les coûts liés à la promotion de la conformité.

En outre, le Ministère devrait assumer des coûts permanents liés à l'élaboration et à l'administration de l'infrastructure informatique nécessaire pour soutenir les enregistrements, les rapports annuels et de vérification, l'attribution des allocations et la remise des unités de conformité. Au total, les coûts sont estimés à 24 millions de dollars en valeur actualisée entre 2025 et 2032.

Certains coûts supplémentaires sont également prévus pour l'embauche de nouveaux agents d'application de la loi, la formation de ces derniers et de ceux en fonction, ainsi que pour l'équipement, les inspections, les enquêtes et les mesures pour gérer les infractions alléguées. Au total, les coûts d'application supplémentaires sont estimés à 4 millions de dollars entre 2025 et 2032.

Résumé des coûts monétarisés

Dans le scénario de référence, la consommation des ménages devrait augmenter de 18,8 % ou de 298 milliards de dollars entre 2019 et la période de 2030 à 2032. Au cours de la période visée par l'analyse, le modèle prévoit que le projet de règlement entraînera une perte de la consommation des ménages de 3,3 milliards de dollars par rapport au scénario de référence (entre 2030 et 2032). En conséquence, la consommation des ménages augmenterait de 18,7 % entre 2019 et la période de 2030 à 2032 dans le scénario réglementaire, contre 18,8 % dans le scénario de référence. De plus, les coûts administratifs totaux pour l'industrie sont estimés à 124 millions de dollars et le coût

\$95 million over the time frame of analysis, for a total estimated cost of \$3.5 billion relative to the baseline scenario. As is described in more detail below, these cost estimates do not account for the possible use of offsets, which would be expected to reduce compliance costs.

The next section addresses the benefits that are expected to outweigh these costs, including significant GHG reductions and the competitiveness advantage that Canada could gain by decreasing carbon intensity of production in a world moving towards net zero.

total de la mise en œuvre et de l'application du projet de règlement pour le gouvernement est estimé à 95 millions de dollars pour la période visée par l'analyse, pour un coût total estimé à 3,5 milliards de dollars par rapport au scénario de référence. Comme il est décrit plus en détail ci-dessous, ces estimations de coûts ne tiennent pas compte du recours possible aux crédits compensatoires, ce qui devrait réduire les coûts de conformité.

La section suivante aborde les avantages qui devraient l'emporter sur ces coûts, y compris les importantes réductions de GES et l'avantage concurrentiel que le Canada pourrait obtenir en réduisant l'intensité en carbone de la production dans un monde qui se dirige vers la carboneutralité.

Table 2: Summary of monetized costs estimated for this analysis (in millions of dollars)

Number of years: 7.5 (2025 to 2032)
Dollar year for prices: 2023
Present value year for discounting: 2025
Social discount rate: 2% per year

Monetized costs	Undiscounted – 2025	Undiscounted – 2030	Undiscounted – 2032	Discounted – 2025 to 2032	Annualized ^a
Household consumption	0	1 643	800	3 309	443
Industry administration	1	26	27	124	17
Government	5	14	12	95	13
Total costs	5	1 683	839	3 528	472

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

^a Annualized values are calculated over eight periods where discounting occurs at the end of each period.

Tableau 2 : Résumé des coûts monétarisés estimés pour cette analyse (en millions de dollars)

Nombre d'années : 7,5 (de 2025 à 2032)
Année de référence pour l'établissement des coûts : 2023
Année de référence pour la valeur actualisée : 2025
Taux d'actualisation social : 2 % par an

Coûts monétarisés	Non actualisé – 2025	Non actualisé – 2030	Non actualisé – 2032	Actualisé – de 2025 à 2032	Annualisé ^a
Consommation des ménages	0	1 643	800	3 309	443
Industrie – Administration	1	26	27	124	17
Gouvernement	5	14	12	95	13
Coûts totaux	5	1 683	839	3 528	472

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

^a Les valeurs annualisées sont calculées sur huit périodes où l'actualisation a lieu à la fin de chaque période.

Quantified and monetized benefits associated with greenhouse gas emissions reductions

The proposed Regulations would limit the amount of GHGs emitted by covered operators. This is achieved by

Avantages quantifiés et monétarisés associés à la réduction des émissions de GES

Le projet de règlement limiterait la quantité d'émissions de GES émises par les exploitants assujettis. Ceci est

limiting the maximum allowable emissions through the distribution of allowances up to an emissions cap level, modelled as 114 Mt of CO₂e, and enabling access to compliance flexibilities modelled as up to 10% of compliance obligations. In this analysis, covered operators would comply with the proposed Regulations by using the most cost-effective option from the following: using free emissions allowances or buying allowances from others, deploying abatement technologies, purchasing decarbonization units, or reducing production. In this analysis, only deployment of abatement technologies or reductions in production would lead to incremental GHG emissions reductions in the Canadian oil and gas sector. The figure below shows GHG emissions in the baseline and regulatory scenarios from 2019 to 2032.

accompli en limitant les émissions maximales autorisées par la distribution d’allocations jusqu’au niveau du plafond d’émissions, modélisé à 114 Mt de CO₂e, et en permettant l’accès à des mesures de souplesse en matière de conformité qui ont été modélisées à un maximum de 10 % des obligations de conformité. Dans le cadre de la présente analyse, les exploitants assujettis se conformeraient au projet de règlement en choisissant l’option la plus rentable parmi ce qui suit : l’utilisation d’allocations gratuites ou l’achat d’allocations auprès des autres exploitants, le déploiement de technologies de réduction, l’achat d’unités de décarbonation ou la réduction de la production. Dans la présente analyse, seuls le déploiement de technologies de réduction ou les réductions de production entraîneraient des réductions supplémentaires d’émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier au Canada. La figure ci-dessous présente les émissions de GES des scénarios de référence et réglementaire de 2019 à 2032.

Figure 3: GHG emissions in covered sectors over time (in Mt of CO₂e)

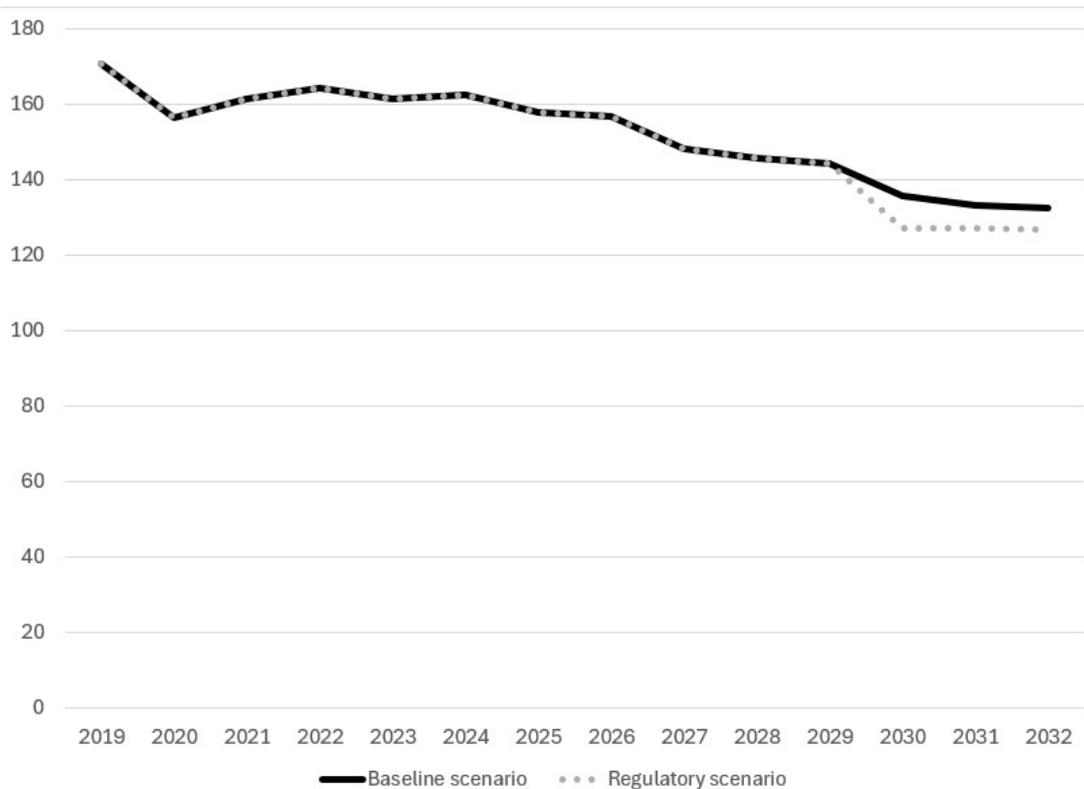
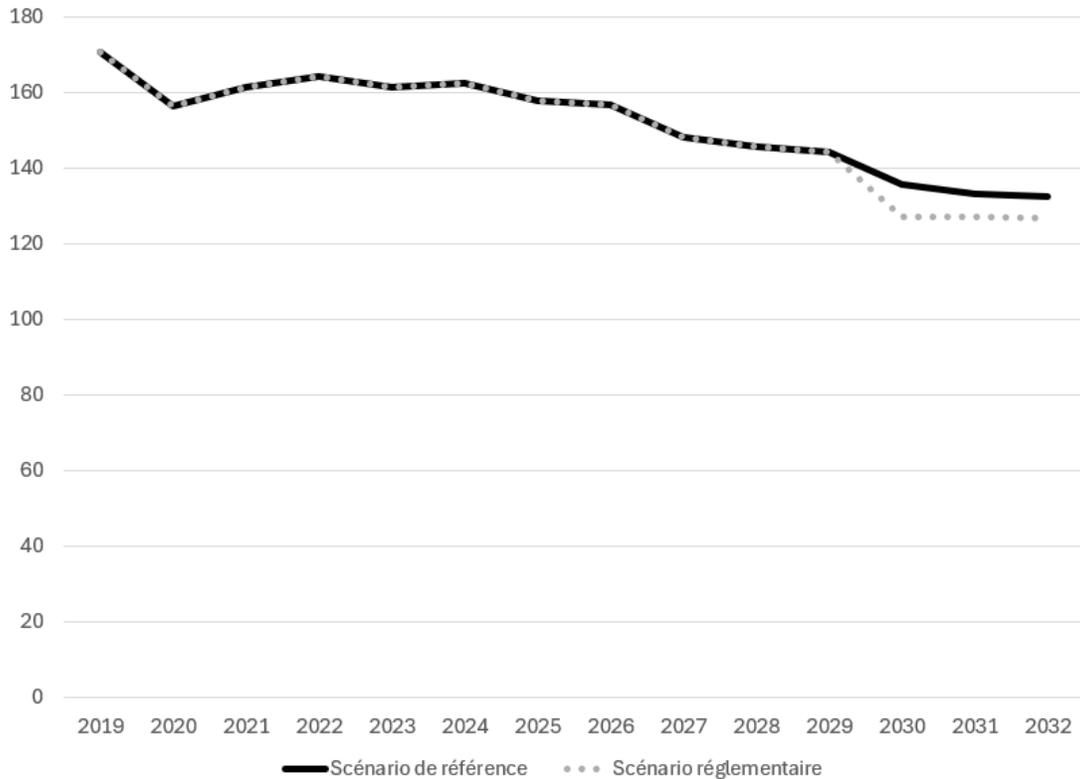


Figure 3 : Émissions de GES des secteurs assujettis au fil du temps (en Mt de CO₂e)

Relative to the baseline scenario, the proposed Regulations are also expected to result in some benefits in non-oil and gas sectors of the economy, which in turn results in some increases in GHG emissions. The primary driver of GHG increases in the rest of the economy projected by the model is related to increased consumption of natural gas relative to the baseline scenario. This occurs in the modelling of the regulatory scenario, where less natural gas is used in the oil and gas industry than in the baseline scenario, leading to a lower price and, consequently, increased demand outside of the oil and gas sector. The largest increases in GHG emissions relative to the baseline scenario are from the buildings sector (3.4 Mt) and natural gas pipelines (1.7 Mt).

In the analysis, the proposed Regulations would reduce GHG emissions in the oil and gas sector by 20.2 Mt, and increase GHG emissions in the rest of the economy by 6.7 Mt, resulting in a net GHG reduction of 13.4 Mt compared to the baseline scenario.

Par rapport au scénario de référence, le projet de règlement devrait également entraîner certains avantages dans les secteurs de l'économie autres que le secteur pétrolier et gazier, ce qui entraînerait une certaine augmentation des émissions de GES. Le principal facteur de l'augmentation des émissions de GES dans le reste de l'économie qui est projetée par le modèle est lié à l'augmentation de la consommation de gaz naturel par rapport au scénario de référence. C'est ce qui se produit dans la modélisation du scénario réglementaire, où l'utilisation de gaz naturel dans l'industrie pétrolière et gazière est inférieure à celle du scénario de référence, ce qui entraînerait une baisse des prix et, par conséquent, une augmentation de la demande à l'extérieur du secteur pétrolier et gazier. Les plus fortes augmentations des émissions de GES par rapport au scénario de référence proviendraient du secteur des bâtiments (3,4 Mt) et des gazoducs (1,7 Mt).

Selon l'analyse, le projet de règlement permettrait de réduire les émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier de 20,2 Mt et augmenterait les émissions de GES dans les autres secteurs de l'économie de 6,7 Mt, ce qui donnerait une réduction d'émissions de GES nette de 13,4 Mt par rapport au scénario de référence.

Table 3: Estimated change in GHG emissions (Mt of CO₂e)

Modelled change in GHG emissions	2030	2031	2032	Total (2030 to 2032)
Oil and gas sector	(8.7)	(6.0)	(5.5)	(20.2)
Rest of economy	3.3	1.4	2.0	6.7
Net total	(5.4)	(4.6)	(3.5)	(13.4)

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

To monetize these benefits, the amount of net avoided GHG emissions was multiplied by the value of the SCC. In November 2022, the United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA) released its draft Report on the Social Cost of Greenhouse Gases (the draft U.S. EPA Report). The report was finalized in December 2023 and presents the updated SC-GHG methodologies and values for CO₂, CH₄ and N₂O⁸. In April 2023, the Department published a draft SC-GHG guidance for Canada,⁹ in alignment with the SC-GHG values proposed by the U.S. EPA, and is in the process of finalizing this guidance. The new value of the SCC employed in this analysis and expressed in constant 2023 dollars is about \$300 in 2025 and increases to about \$335 in 2032. Over the time frame of the analysis, the cumulative monetized benefits of the GHG emissions reductions from the proposed Regulations are estimated to amount to \$4.0 billion in present value terms.

Qualitative impacts

Not all potential impacts of the proposed Regulations were quantified or monetized for this analysis. Some of the qualitative impacts are discussed below.

Air quality impacts

The oil and gas sector is a significant contributor to air pollutant emissions that can negatively impact air quality. These include increases in ambient concentrations of fine particulate matter (PM_{2.5}), ground-level ozone (O₃) and nitrogen dioxide (NO₂). Exposure to PM_{2.5}, O₃, NO₂ and other air pollutants has been linked to negative health outcomes including premature mortality, asthma and other respiratory issues, cancer, and cardiovascular

⁸ U.S. EPA's "Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances"

⁹ Social cost of greenhouse gas emissions

Tableau 3 : Variation estimée des émissions de GES (Mt de CO₂e)

Variation modélisée des émissions de GES	2030	2031	2032	Total (de 2030 à 2032)
Secteur pétrolier et gazier	(8,7)	(6,0)	(5,5)	(20,2)
Autres secteurs de l'économie	3,3	1,4	2,0	6,7
Total net	(5,4)	(4,6)	(3,5)	(13,4)

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

Pour monétariser ces avantages, la quantité d'émissions nettes de GES évitées ont été multipliées par la valeur du coût social du carbone. En novembre 2022, l'Environmental Protection Agency des États-Unis (EPA des États-Unis) a publié son rapport provisoire sur le coût social des GES (le rapport provisoire de l'EPA des États-Unis). Le rapport a été achevé en décembre 2023 et présente les méthodologies et les valeurs du coût social des GES actualisées pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O⁸. En avril 2023, le Ministère a publié une ébauche de lignes directrices relatives au coût social des GES pour le Canada⁹, harmonisées avec les valeurs du coût social des GES proposées par l'EPA des États-Unis; il met actuellement la touche finale à ces lignes directrices. La nouvelle valeur du coût social du carbone utilisée dans la présente analyse et exprimée en dollars constants de 2023 est d'environ 300 \$ en 2025 et augmente à environ 335 \$ en 2032. Au cours de la période visée par l'analyse, les avantages monétarisés cumulés des réductions d'émissions de GES découlant du projet de règlement sont estimés à 4 milliards de dollars en valeur actualisée.

Répercussions qualitatives

Les répercussions potentielles du projet de règlement n'ont pas toutes été quantifiées ou monétarisées dans le cadre de la présente analyse. Certaines des répercussions qualitatives sont discutées ci-dessous.

Répercussions sur la qualité de l'air

Le secteur pétrolier et gazier contribue de manière considérable aux émissions de polluants atmosphériques qui peuvent avoir une incidence négative sur la qualité de l'air ambiant, notamment l'augmentation des concentrations de particules fines (PM_{2.5}), d'ozone troposphérique (O₃) et de dioxyde d'azote (NO₂). L'exposition aux PM_{2.5}, à l'O₃, au NO₂ et à d'autres polluants atmosphériques est associée à divers effets négatifs sur la santé, notamment la mortalité

⁸ Rapport de l'EPA des États-Unis « Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances » (disponible en anglais seulement)

⁹ Coût social des émissions de gaz à effet de serre

diseases.^{10,11,12} Further, some populations or individuals, such as children, older adults, and individuals with pre-existing heart and lung conditions, are more at risk of adverse health effects from exposure to air pollution. Health Canada previously reported that 350 deaths were attributable to oil and gas sector air pollution in 2015 in Canada (representing \$2.7 billion in 2015), with some regions more affected than others (180 deaths in Alberta) due to greater regional oil and gas activities.¹³ The proposed Regulations could reduce air pollution from this sector; however, given the option to comply by trading allowances and the various technologies that may be utilized and their influence on air pollutant emissions, the CBA did not quantify the direction and magnitude of change in air pollutants and air pollution-related health impacts in Canada.

Competitiveness and carbon leakage

Climate change mitigation policies can have spillover effects where production in a region with relatively stricter environmental policies may be shifted to a jurisdiction with less stringent environmental policies and more carbon-intensive operations, offsetting domestic reductions with increases in global emissions. This concept is known as “carbon leakage.” Any potential carbon leakage associated with the proposed Regulations is expected to be limited, given the small size of the estimated production impacts (0.7%). The extent to which decreases in production could lead to carbon leakage under the proposed Regulations is dependent on the production forecast, the quantity of production that is shifted, and the relative carbon intensity of the foreign jurisdiction to which it is relocated. If global demand for these commodities remains unchanged, it is possible that this reduction in domestic production could be offset globally. And if the forecast of the global demand is higher than in the central case, the risk of carbon leakage could be higher. In the absence of certainty regarding where production would be relocated, it is unknown what the relative change in carbon intensity of these products would be.

¹⁰ Health Canada. 2013. *Canadian Smog Science Assessment – Volume 2: Health Effects*. Air Health Sciences Division. Cat. En88-5/2-2013E-PDF. 533 pp.

¹¹ Health Canada. 2022. *Canadian health science assessment for fine particulate matter (PM_{2.5})*. Government of Canada. ISBN 978-0-660-41742-4. 120 pp.

¹² Health Canada. 2016. *Human Health Risk Assessment for Ambient Nitrogen Dioxide*. Water and air quality Bureau, Safe Environments Directorate. Cat. H144-31/2016E-PDF. 288 pp.

¹³ Health Canada. 2023. *Health Impacts of Air Pollution From Transportation, Industry and Residential Sources in Canada*. Government of Canada. ISBN 978-0-660-46335-3. 123 pp.

prématurée, l’asthme et d’autres problèmes respiratoires, le cancer et les maladies cardiovasculaires^{10,11,12}. En outre, certaines populations ou personnes, comme les enfants, les personnes âgées et les personnes souffrant de problèmes cardiaques et pulmonaires préexistants, sont plus vulnérables aux effets néfastes sur la santé dus à l’exposition à la pollution atmosphérique. Santé Canada a déjà signalé que 350 décès étaient imputables à la pollution atmosphérique provenant du secteur pétrolier et gazier en 2015 au Canada (ce qui représente 2,7 milliards de dollars de 2015). Certaines régions étaient plus touchées que d’autres (180 décès en Alberta) en raison de l’importance des activités pétrolières et gazières¹³. Le projet de règlement pourrait réduire la pollution atmosphérique provenant de ce secteur. Toutefois, puisqu’il est possible de se conformer par l’échange d’allocations et qu’il existe diverses technologies qui pourraient être utilisées ayant chacune une influence différente sur les émissions de polluants atmosphériques, la présente ACA n’a pas quantifié la direction et l’ampleur du changement dans les polluants atmosphériques et les effets sur la santé dus à la pollution atmosphérique au Canada.

Compétitivité et fuites de carbone

Les politiques d’atténuation des changements climatiques peuvent avoir des effets d’entraînement : la production dans une région ayant des politiques environnementales relativement strictes peut être déplacée vers une région dont les politiques le sont moins et où les activités à forte intensité en carbone abondent, ce qui transforme les réductions nationales en augmentations des émissions mondiales. Ce concept est connu sous le nom de « fuites de carbone ». Le potentiel de fuites de carbone associé au projet de règlement devrait être limité étant donné la faible ampleur des répercussions estimées sur la production (0,7 %). La mesure dans laquelle les baisses de production pourraient entraîner des fuites de carbone dans le cadre du projet de règlement dépend des prévisions de production, de la quantité de production transférée et de l’intensité relative en carbone du pays étranger vers lequel la production est déplacée. Si la demande mondiale pour ces produits reste inchangée, il est possible que la réduction de la production nationale soit compensée à l’échelle mondiale. Et si la prévision de la demande mondiale est plus élevée que dans le scénario central, le risque de fuites de carbone sera plus grand. En l’absence de certitude

¹⁰ Santé Canada. 2013. *Évaluation scientifique canadienne du smog – Volume 2 : Effets sur la santé*. Division des sciences de la qualité de l’air. N° de cat. En88-5/2-2013F-PDF. 636 p.

¹¹ Santé Canada. 2022. *Évaluation scientifique canadienne des effets sur la santé des particules fines (PM_{2,5})*. Gouvernement du Canada. ISBN 978-0-660-41743-1. 128 p.

¹² Santé Canada. 2016. *Évaluation des risques pour la santé humaine du dioxyde d’azote ambiant*. Bureau de la qualité de l’eau et de l’air, Direction de la sécurité des milieux, Direction générale de la santé environnementale. Cat. H144-31/2016F-PDF. 320 p.

¹³ Santé Canada. 2023. *Impacts sur la santé de la pollution de l’air au Canada provenant du transport, de l’industrie et de la combustion résidentielle*. Gouvernement du Canada. ISBN 978-0-660-46336-0. 131 p.

Over the long term, the proposed Regulations may also have positive impacts on the competitiveness of the Canadian oil and gas sector that are not captured in this analysis. In a future carbon constrained world where there is continued demand for some oil and gas to meet certain needs, low-carbon oil and gas may be in high demand. Therefore, efforts by the Canadian oil and gas sector to reduce the carbon footprint of its oil and gas production are expected to improve the sector's competitiveness over the long term, including its potential share of the global market, in a world that complies with existing commitments under the Paris Agreement.

Interactions with output-based pricing systems

The federal benchmark gives provinces and territories the flexibility to implement carbon pricing systems that make sense for their circumstances as long as they align with minimum national stringency standards, or “benchmark” criteria. Under this benchmark, output-based pricing systems for industry are required to be sufficiently stringent to create strong markets that maintain a clear price signal across all covered emissions that is aligned with the national minimum carbon price.

The Government has committed to conducting an interim review of the benchmark by 2026 to confirm that benchmark criteria are sufficient to continue ensuring that pricing stringency is aligned across all carbon pricing systems in Canada. The Government also periodically reassesses provincial and territorial systems to confirm that they continue to meet the benchmark criteria (the next interim assessment is due by 2026). Actions undertaken to come into compliance under the proposed Regulations could have impacts on the supply and demand for credits in output-based pricing systems across Canada. It is anticipated that any impacts that the proposed Regulations may have on carbon pricing would be assessed when systems are reassessed against the benchmark.

CBA summary

This CBA estimates a subset of the benefits of the proposed Regulations and compares them to the estimated costs. It is estimated that the proposed Regulations will result in cumulative GHG emission reductions of 13.4 Mt, valued at \$4.0 billion in avoided climate change–induced global damages. It is also estimated that the proposed Regulations will have an impact on the economy valued at \$3.3 billion. In addition, administrative costs to industry and Government are estimated to be \$219 million,

quant à l'endroit où la production serait déplacée, il est impossible de savoir quelle serait la variation relative de l'intensité en carbone de ces produits.

À long terme, le projet de règlement pourrait également avoir des effets positifs sur la compétitivité du secteur pétrolier et gazier canadien qui n'ont pas été considérés dans la présente analyse. Dans un monde futur où les émissions de carbone sont limitées et où il y a toujours certains besoins en pétrole et en gaz, le pétrole et le gaz produits à faibles émissions de carbone pourraient être très recherchés. Par conséquent, les efforts déployés par le secteur pétrolier et gazier canadien pour réduire l'empreinte carbone de sa production de pétrole et de gaz devraient améliorer la compétitivité du secteur à long terme, y compris potentiellement sa part du marché mondial, dans un monde qui respecterait les engagements existants dans le cadre de l'Accord de Paris.

Interactions avec les systèmes de tarification fondés sur le rendement

Le modèle fédéral donne aux provinces et aux territoires la possibilité de mettre en œuvre des systèmes de tarification du carbone adaptés à leur situation, pour autant qu'ils soient harmonisés avec les normes nationales minimales de rigueur, soit les critères du modèle. Dans ce modèle, les systèmes de tarification fondés sur le rendement pour l'industrie doivent être suffisamment stricts afin de créer des marchés solides qui maintiennent un signal de prix clair pour toutes les émissions visées s'arrimant avec le prix minimal du carbone à l'échelle nationale.

Le gouvernement s'est engagé à procéder à un examen intermédiaire du modèle d'ici 2026 dans le but de confirmer que les critères du modèle demeurent suffisants pour garantir une tarification rigoureuse harmonisée dans tous les systèmes de tarification du carbone au Canada. Le gouvernement réévalue aussi périodiquement les systèmes provinciaux et territoriaux pour confirmer qu'ils continuent de répondre au modèle fédéral (le prochain examen intermédiaire est prévu pour 2026). Les mesures prises en application des obligations du projet de règlement pourraient entraîner des répercussions sur l'offre et la demande de crédits dans les systèmes de tarification fondés sur le rendement partout au Canada. Toute répercussion que le projet de règlement pourrait avoir sur la tarification du carbone serait évaluée lors du réexamen des systèmes par rapport au modèle fédéral.

Résumé de l'ACA

La présente ACA estime un sous-ensemble des avantages du projet de règlement et les compare aux coûts estimés. Ainsi, il est estimé que le projet de règlement entraînerait des réductions cumulatives des émissions de GES de 13,4 Mt, représentant une valeur de 4,0 milliards de dollars en dommages causés par les changements climatiques évités à l'échelle mondiale. Il est estimé également que le projet de règlement aurait une incidence évaluée à 3,3 milliards de dollars sur l'économie. De plus, il y aurait

resulting in total costs of \$3.5 billion. Thus, net benefits of the proposed Regulations are estimated to be \$428 million over the time frame of the analysis (2025 to 2032). As is described in more detail below, the cost estimates do not account for the possible use of offsets, which would be expected to reduce compliance costs. In addition, the analysis does not include a comprehensive inventory of all the impacts of the proposed Regulations. It does not account for the benefits from reduced air pollution. Higher order impacts related to jobs and associated economic activity from post-2032 investments in CCUS and other major decarbonization activities to reduce emissions from the sector are outside the scope of this analysis. The analysis does not fully consider the stimulation of new low-carbon industries, such as hydrogen, or for the longer-term competitiveness benefits of a decarbonized Canadian oil and gas sector in a world that complies with existing commitments under the Paris Agreement.

également des coûts administratifs pour l'industrie et le gouvernement estimés à 219 millions de dollars, ce qui représenterait un coût total de 3,5 milliards de dollars. Par conséquent, il est estimé que le projet de règlement aurait des avantages nets de 428 millions de dollars au cours de la période visée par l'analyse (de 2025 à 2032). Comme il est décrit plus en détail ci-dessous, ces estimations ne tiennent pas compte du recours possible aux crédits compensatoires, ce qui devrait réduire les coûts de conformité. En outre, cette analyse ne contient pas un inventaire complet de l'ensemble des répercussions du projet de règlement. Elle ne tient pas compte des avantages découlant de la réduction de la pollution atmosphérique. Les répercussions d'un ordre plus élevé relatives aux emplois et à l'activité économique associés aux investissements après 2032 dans les projets de CUSC et d'autres activités majeures en décarbonation visant à réduire les émissions du secteur ne font pas partie du cadre de cette analyse. De plus, elle ne considère pas pleinement la stimulation des nouvelles industries à faibles émissions de carbone, comme l'hydrogène, ni les avantages à plus long terme sur la compétitivité d'un secteur pétrolier et gazier canadien décarboné dans un monde qui respecterait les engagements existants dans le cadre de l'Accord de Paris.

Table 4: Summary of monetized costs and benefits (millions of dollars)

Number of years: 7.5 (2025 to 2032)
 Dollar year for prices: 2023
 Present value year for discounting: 2025
 Social discount rate: 2% per year

Monetized impacts	Undiscounted – 2025	Undiscounted – 2030	Undiscounted – 2032	Discounted – 2025 to 2032	Annualized
Total benefit	0	1 747	1 174	3 956	529
Total cost	5	1 683	839	3 528	472
Net benefit (cost)	(5)	64	335	428	57

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

Tableau 4 : Résumé des coûts et avantages monétarisés (en millions de dollars)

Nombre d'années : 7,5 (de 2025 à 2032)
 Année de référence pour l'établissement des coûts : 2023
 Année de référence pour la valeur actualisée : 2025
 Taux d'actualisation social : 2 % par an

Répercussions monétarisées	Non actualisé – 2025	Non actualisé – 2030	Non actualisé – 2032	Actualisé – 2025 à 2032	Annualisé
Total des avantages	0	1 747	1 174	3 956	529
Total des coûts	5	1 683	839	3 528	472
Avantage net (coût)	(5)	64	335	428	57

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

Dividing the total costs of \$3.5 billion by the net GHG reductions of 13.4 Mt results in a cost-per-tonne of \$263, which is less than the social cost of carbon (estimated to be \$332 on average over the 2030 to 2032 period).

En divisant le coût total de 3,5 milliards de dollars par les réductions nettes d'émissions de GES de 13,4 Mt, on obtient un coût de 263 \$ la tonne, ce qui est inférieur au coût social du carbone (estimé à 332 \$, en moyenne, sur la période de 2030 à 2032).

Sensitivity analysis

The monetized results of the cost-benefit analysis are based on key parameter estimates; however, these values may ultimately be higher or lower than estimated. To account for this uncertainty, sensitivity analyses were conducted to assess the effect of higher or lower estimates of key parameters that would change the estimated impacts of the proposed Regulations. In each scenario, parameter estimates are varied outside of the model and in isolation. In addition, an alternate scenario describes the impacts of offsets if they were available at a given price and quantity. And finally, the uncertainty of baseline forecasts is also considered qualitatively.

Uncertainty of parameter estimates

Costs

To comply with the emissions cap, regulated entities would have a variety of actions available to them, including deploying abatement technologies, remitting compliance units, or reducing production. The decision on which compliance action to take is dependent on the expected cost of each option. Abatement technologies could be more (or less) expensive than estimated, leading to higher (or lower) costs than estimated in the analysis. If total costs associated with the proposed Regulations were more than 12% higher than estimated in the central case, all else being equal, the analysis would show no net benefit.

GHG emissions reductions

If incremental GHG reductions are lower than estimated, lower benefits would be attributable to the proposed Regulations.

Social cost of carbon

As noted in the “Quantified and monetized benefits associated with greenhouse gas emissions reductions” section, the Department published draft SC-GHG guidance for Canada in alignment with the SC-GHG values proposed by the U.S. EPA. In addition to the recommended SC-GHG values, the draft guidance provides SC-GHG estimates generated using a lower (1.5%) or higher (2.5%) near-term Ramsey discount rate for use in sensitivity analyses. An SCC using a lower near-term Ramsey discount rate would result in a higher net benefit, and an SCC using a higher near-term Ramsey discount rate could lead to a lower benefit. The lower-valued departmental SCC (\$205 in 2030) would result in a net cost of \$1 billion, and the higher-valued departmental SCC (\$545 in 2030) would result in a net benefit of almost \$3.1 billion.

Analyse de sensibilité

Les résultats monétarisés de l'analyse coûts-avantages sont fondés sur des estimations réalisées à l'aide de paramètres clés. Or, les valeurs réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations. Pour tenir compte de cette incertitude, des analyses de sensibilité ont été réalisées afin d'évaluer l'effet d'estimations plus élevées ou plus basses des paramètres clés qui modifieraient les répercussions estimées du projet de règlement. Dans chaque scénario, les estimations des paramètres sont modifiées en dehors du modèle et de manière isolée. De plus, un scénario alternatif a été modélisé afin de considérer les répercussions des crédits compensatoires si ces derniers étaient disponibles à une quantité et un prix donnés. Et enfin, l'incertitude des prévisions du scénario de référence est également considérée de manière qualitative.

Incertaine des estimations des paramètres

Coûts

Pour se conformer au plafond d'émissions, les entités réglementées pourraient choisir parmi une série de mesures, notamment le déploiement de technologies de réduction, la remise d'unités de conformité ou la réduction de la production. Le choix de la mesure dépend du coût prévu de chaque option. Les technologies de réduction pourraient être plus (ou moins) coûteuses que prévu, ce qui entraînerait des coûts plus élevés (ou plus faibles) que ceux estimés dans l'analyse. Si les coûts totaux associés au projet de règlement dépassaient de plus de 12 % ceux estimés dans le scénario central, toutes choses étant égales par ailleurs, l'analyse n'afficherait aucun avantage net.

Réduction des émissions de GES

Si les réductions supplémentaires de GES sont inférieures aux estimations, les avantages attribuables au projet de règlement seraient moindres.

Coût social du carbone

Comme indiqué dans la section « Avantages quantifiés et monétarisés associés à la réduction des émissions de GES », le Ministère a publié une ébauche de lignes directrices du coût social des GES pour le Canada harmonisées avec les valeurs du coût social des GES proposées par l'EPA des États-Unis. Outre les valeurs du coût social des GES recommandées, l'ébauche des lignes directrices présente des estimations du coût social des GES générées à l'aide d'un taux d'actualisation Ramsey à court terme inférieur (1,5 %) ou supérieur (2,5 %) aux fins d'analyses de sensibilité. Un coût social du carbone utilisant un taux d'actualisation Ramsey à court terme inférieur se traduirait par un avantage net plus important, tandis qu'un coût social du carbone utilisant un taux d'actualisation Ramsey à court terme supérieur pourrait se traduire par une baisse des

avantages. Le coût social du carbone ministériel le plus faible (évalué à 205 \$ en 2030) entraînerait un coût net de 1 milliard de dollars, et le coût social du carbone ministériel le plus élevé (évalué à 545 \$ en 2030) se traduirait par un avantage net de près 3,1 milliards de dollars.

Discount rate

Canada's Cost-Benefit Analysis Guide for Regulatory Proposals states that a 7% real discount rate can also be used for cost-benefit analyses. For some regulatory proposals, such as those relating to human health or environmental goods and services, guidance states that it is more appropriate to employ a social discount rate. The summary of monetized costs and benefits in Table 4 uses a 2% social discount rate. A sensitivity analysis using the 7% real discount rate results in an overall net benefit of \$298 million.

Table 5: Sensitivity analysis

Sensitivity case	Net benefit (millions of dollars)
Higher costs (12% higher)	0
Lower SCC (\$205 in 2030)	(1 042)
Higher SCC (\$545 in 2030)	3 058
Higher discount rate (7%)	298

Alternate analysis where offsets are used as a compliance option

Under the proposed Regulations, firms may use Canadian offset credits to fulfill up to 20% of their remittance obligation in each compliance period. However, given the uncertainty around the quantities and costs of offset credits that firms would access over the 2030 to 2032 time frame, the central case analysis does not include the use of offset credits. Nonetheless, the Department expects that offsets will be available for use by covered operators, and that firms would purchase offset credits if they are more cost-effective than other compliance options. This would lead to lower costs attributable to the proposed Regulations.

This would also decrease the price impacts on consumption of natural gas, which in turn would decrease the estimated non-sectoral GHG emission increases.

An alternative analysis was conducted to demonstrate the effect the availability of offsets could have on the

Taux d'actualisation

Le Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada : Propositions de réglementation indique qu'un taux d'actualisation réel de 7 % peut également être utilisé pour les analyses coûts-avantages. Pour certaines propositions réglementaires, telles que celles touchant la santé humaine ou certains produits et services liés à l'environnement, les orientations indiquent qu'il est plus approprié d'utiliser un taux d'actualisation social. Le résumé des coûts et des avantages monétarisés présenté dans le tableau 4 applique un taux d'actualisation social de 2 %. Une analyse de sensibilité réalisée avec un taux d'actualisation réel de 7 % donnerait lieu à un avantage net global de 298 millions de dollars.

Tableau 5 : Analyse de sensibilité

Scénario de sensibilité	Avantage net (en millions de dollars)
Coûts plus élevés (12 % de plus)	0
Coût social du carbone le plus faible (205 \$ en 2030)	(1 042)
Coût social du carbone le plus élevé (545 \$ en 2030)	3 058
Taux d'actualisation plus élevé (7 %)	298

Analyse alternative où les crédits compensatoires sont modélisés en tant qu'option de conformité

Dans le cadre du projet de règlement, les entreprises pourraient utiliser des crédits compensatoires canadiens pour s'acquitter d'un maximum de 20 % de leur obligation de remise à chaque période de conformité visée. Toutefois, étant donné l'incertitude quant aux quantités et aux coûts des crédits compensatoires auxquels les entreprises auront accès pendant la période 2030 à 2032, l'analyse du scénario central ne comprend pas le recours aux crédits compensatoires. Néanmoins, le Ministère s'attend à ce que des crédits compensatoires soient accessibles aux exploitants assujettis, et à ce que les entreprises achètent des crédits compensatoires s'ils sont plus économiques que les autres options de conformité. Cela entraînerait une réduction des coûts attribuables au projet de règlement.

Cela réduirait également les répercussions sur les prix sur la consommation de gaz naturel, ce qui réduirait les augmentations estimées des émissions de GES non sectorielles.

Une analyse alternative a été effectuée pour montrer l'effet que l'offre de crédits compensatoires pourrait avoir sur

estimated impacts of the proposed Regulations. This scenario assumes 6 Mt of offset credits would be available each year for an incremental price of \$45 per credit (i.e. over and above their price under carbon pricing). This scenario was chosen because it represents a scenario where cross-recognition is enabled and offset credits are available at a price slightly less than \$220 per tonne. This results in a modelled upper bound of 133 Mt, as opposed to the 127 Mt modelled upper bound in the central case analysis. This scenario remains below the estimated legal upper bound, which would allow up to 143 Mt if full (20%) compliance flexibilities were employed. In this scenario, offset credits are assumed to be non-incremental to the proposed Regulations due to uncertainty related to the attribution of offset credits under the proposed Regulations versus carbon pricing. As a cost-effective compliance option, regulated firms use the full amount of offset credits to replace other compliance options. The estimated impacts on production in the Canadian oil and gas sector relative to baseline levels are shown in Table 6 below.

Table 6: Estimated impact on oil and gas production relative to baseline levels (%)

Commodity	Central case	Alternate case
Natural gas	(0.3)	(0.3)
Oil	(0.9)	(0.6)
Total	(0.7)	(0.5)

In this scenario, there is less of a shift in natural gas consumption from the oil and gas sector to the rest of the economy, which contributes to lower GHG increases in the rest of Canada. As offset credits are assumed here to be non-incremental, their usage leads to fewer GHG reductions in the Canadian oil and gas sector when they displace incremental compliance actions. Taken together, the net GHG emissions impacts in this scenario are lower than the central case, as shown below.

Table 7: Estimated total incremental GHG emissions 2030–2032 (Mt)

Change in GHG emissions	Central case	Alternate case	Difference
Oil and gas sector	(20.2)	(14.1)	6.1
Rest of economy	6.7	5.3	(1.5)

les répercussions estimées du projet de règlement. Dans ce scénario alternatif, 6 Mt de crédits compensatoires seraient disponibles chaque année à un coût supplémentaire de 45 \$ par crédit (c'est-à-dire en plus de leur coût sous la tarification du carbone). Ce scénario alternatif a été choisi parce qu'il est un scénario où la reconnaissance croisée est autorisée et où les crédits compensatoires sont disponibles à un prix légèrement inférieur à 220 \$ la tonne. Il en découle une limite supérieure modélisée de 133 Mt, par comparaison avec la limite supérieure modélisée de 127 Mt dans l'analyse du cas central. La limite supérieure de ce scénario demeure inférieure à la limite supérieure légale estimée, ce qui permettrait d'aller jusqu'à 143 Mt si toute la souplesse en matière de conformité (20 %) était employée. Dans ce scénario alternatif, les crédits compensatoires ne sont pas considérés comme étant additionnels au projet de règlement en raison de l'incertitude liée à l'attribution des crédits compensatoires dans le cadre du projet de règlement par rapport à la tarification du carbone. À titre d'option de conformité rentable, les entreprises réglementées utilisent la pleine quantité des crédits compensatoires pour remplacer d'autres options de conformité. Les répercussions estimées sur la production dans le secteur pétrolier et gazier canadien par rapport aux niveaux du scénario de référence sont présentées au tableau 6 ci-dessous.

Tableau 6 : Estimation des répercussions sur la production de pétrole et de gaz par rapport aux niveaux de référence (%)

Produit	Scénario central	Scénario alternatif
Gaz naturel	(0,3)	(0,3)
Pétrole	(0,9)	(0,6)
Total	(0,7)	(0,5)

Dans ce scénario, il y a moins de déplacement de la consommation de gaz naturel du secteur pétrolier et gazier vers le reste de l'économie, ce qui contribue à réduire l'augmentation des émissions de GES dans le reste du Canada. Étant donné que les crédits compensatoires sont présumés ne pas être additionnels, leur utilisation entraîne une réduction moins importante des émissions GES dans le secteur pétrolier et gazier canadien lorsqu'ils remplacent des mesures de conformité considérées comme additionnelles. Ensemble, les répercussions sur les émissions nettes de GES dans le scénario alternatif sont plus faibles que dans le scénario central, comme illustré ci-dessous.

Tableau 7 : Estimation des émissions supplémentaires totales de GES de 2030 à 2032 (Mt)

Variation des émissions de GES	Scénario central	Scénario alternatif	Différence
Secteur pétrolier et gazier	(20,2)	(14,1)	6,1
Le reste de l'économie	6,7	5,3	(1,5)

Change in GHG emissions	Central case	Alternate case	Difference
Net total	(13.4)	(8.8)	4.6

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

Uncertainty of baseline (forecast) estimates

There are alternate forecasts that could change the analysis. Some are considered qualitatively here.

Uncertainty of 2026 emissions levels

The emissions cap level set out in the proposed Regulations is fixed at 27% below 2026 reported emissions for covered subsectors. If 2026 emissions levels in the oil and gas industry are lower than estimated in the baseline, due to lower production or more carbon intensity improvements, then all else being equal, the resulting level of the emissions cap would be lower than estimated leading to higher impacts. Alternatively, if 2026 reported emissions are higher than estimated, then all else being equal, the emissions cap would be higher, and would have lower impacts than estimated.

Alternate production forecasts post-2030

There is significant uncertainty about how the global energy market will evolve in the coming decades. Future oil and natural gas demand is dependent on a variety of factors, including the speed at which the world pursues various climate targets. As oil and gas prices are generally driven by global markets, including the availability of supply, higher global demand for these commodities could lead to higher oil and gas prices, and in turn higher production than the level projected in the baseline scenario. Higher production would also lead to more emissions in the baseline scenario, and thus more costs and benefits attributable to the proposed Regulations.

Canadian oil and gas price forecasts in the baseline scenario come from the Canada Energy Regulator's Current Measures scenario. This scenario assumes that there will be no additional climate policies other than the ones currently in place. The CER provides two additional scenarios: the CNZ, and Global Net-Zero (GNZ) forecasts. In the CNZ, Canada and all other parties to the Paris Agreement achieve their interim and net-zero climate targets. In the GNZ, in addition to Canada achieving its net-zero target, the rest of the world reduces emissions to limit global warming to 1.5 °C. In each of these additional scenarios,

Variation des émissions de GES	Scénario central	Scénario alternatif	Différence
Total net	(13,4)	(8,8)	4,6

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

Incertitude des estimations du scénario de référence (prévisions)

Il existe d'autres prévisions susceptibles de modifier l'analyse; certaines sont examinées ici de manière qualitative.

Incertitude sur les niveaux d'émissions en 2026

Le plafond d'émissions établi dans le projet de règlement est fixé à 27 % sous les émissions déclarées pour 2026 par les sous-secteurs visés. Si les niveaux d'émissions de l'industrie pétrolière et gazière en 2026 sont inférieurs à ceux estimés dans le scénario de référence en raison d'une baisse de la production ou d'une amélioration de l'intensité en carbone, toutes choses étant égales par ailleurs, le niveau du plafond d'émissions qui en résulterait serait inférieur aux estimations, ce qui se traduirait par des répercussions plus importantes. Par ailleurs, si les émissions déclarées pour 2026 sont plus élevées que prévu, toutes choses étant égales par ailleurs, le plafond d'émissions serait plus élevé et il y aurait des répercussions moins importantes que prévu.

Autres prévisions de production après 2030

L'évolution du marché mondial de l'énergie au cours des prochaines décennies est considérablement incertaine. La demande future de pétrole et de gaz naturel dépend d'une série de facteurs, notamment de la vitesse à laquelle le monde poursuit les différents objectifs climatiques. Comme les prix du pétrole et du gaz sont généralement déterminés par les marchés mondiaux, dont la disponibilité de l'offre, une demande mondiale plus élevée pour ces produits pourrait entraîner une hausse des prix du pétrole et du gaz et, par conséquent, inciter la production à augmenter au-delà du niveau projeté dans le scénario de référence. Une production plus élevée entraînerait plus d'émissions dans le scénario de référence, donc plus de coûts et d'avantages attribuables au projet de règlement.

Les prévisions de prix du pétrole et du gaz canadiens dans le scénario de référence proviennent du scénario des mesures actuelles de la Régie de l'énergie du Canada. Ce scénario suppose qu'il n'y aura pas d'autres politiques climatiques que celles qui sont en place. La Régie de l'énergie du Canada propose deux scénarios supplémentaires : les prévisions du scénario de carboneutralité du Canada et celles du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, le pays et toutes les autres parties à l'Accord de Paris atteignent leurs objectifs climatiques intérimaires et leurs

global oil and gas prices and Canadian production are lower than in the Current Measures case. If Canadian production overall is lower than estimated in the baseline scenario, then all else being equal, emissions from the sector would be lower, and thus the costs and benefits of the proposed Regulations would be lower.

Uncertainty of carbon intensity improvements post-2030

As noted in the “Baseline scenario” section, the carbon intensity of the oil and gas sector is projected to improve over time as a result of current policies in place and improvements in efficiency. If efficiency improvements do not continue as expected in the absence of the proposed Regulations, or if the sector’s future realized emissions intensities are higher than estimated in the baseline scenario, the sector’s emissions would be higher than estimated in the analysis. All else being equal, higher baseline emissions over the 2030 to 2032 period would require more compliance actions to meet remittance obligations. Conversely, if efficiencies improve more than expected, baseline emissions would be lower and fewer compliance actions would be required.

Uncertainty post-2032

In the absence of further amendments to the proposed Regulations, the emissions cap would remain at the 2030–2032 level — 27% below 2026 reported emissions. Because the analysis uses annualized capital costs, extending the period of analysis beyond the first compliance period would not be expected to impact the net benefit conclusion. Costs and benefits would be expected to increase roughly proportionately, with benefits continuing to exceed costs. Higher order impacts related to jobs and associated economic activity from post-2032 investments in CCUS and other major decarbonization activities to reduce emissions from the sector are outside the scope of this analysis. The analysis does not fully consider the stimulation of new low-carbon industries, such as hydrogen, or for the longer-term competitiveness benefits of a decarbonized Canadian oil and gas sector in a world that complies with existing commitments under the Paris Agreement.

objectifs de carboneutralité. Dans le cas du scénario de carboneutralité à l’échelle mondiale, outre le fait que le Canada atteigne son objectif de carboneutralité, le reste du monde réduit ses émissions pour limiter le réchauffement de la planète à 1,5 °C. Dans chacun de ces scénarios supplémentaires, les prix mondiaux du pétrole et du gaz et la production canadienne sont inférieurs à ceux du scénario des mesures actuelles. Si la production canadienne est globalement inférieure aux estimations du scénario de référence, toutes choses étant égales par ailleurs, les émissions du secteur seront inférieures et, par conséquent, les coûts et les avantages du projet de règlement seront moindres.

Incertitude quant à l’amélioration de l’intensité en carbone après 2030

Comme il est indiqué dans la section « Scénario de référence », l’intensité en carbone du secteur pétrolier et gazier devrait s’améliorer au fil du temps grâce aux politiques actuellement en place et aux progrès réalisés en matière d’efficacité. Si les gains d’efficacité ne se poursuivent pas comme prévu en l’absence du projet de règlement, ou si les intensités d’émissions futures réalisées par le secteur sont plus élevées que celles estimées dans le scénario de référence, les émissions du secteur seront plus élevées que celles estimées dans l’analyse. Toutes choses étant égales par ailleurs, des émissions du scénario de référence plus élevées au cours de la période de 2030 à 2032 nécessiteraient davantage de mesures pour respecter les obligations de remise. À l’inverse, advenant une amélioration de l’efficacité au-delà de ce qui est prévu, les émissions du scénario de référence seraient plus faibles, ce qui nécessiterait moins de mesures pour se conformer.

Incertitude après 2032

En l’absence de modifications supplémentaires au projet de règlement, le plafond d’émissions demeurerait au niveau de 2030-2032, soit 27 % en dessous des émissions déclarées pour 2026. Parce que cette analyse utilise des coûts en capital annualisés, prolonger la période d’analyse au-delà de la première période de conformité ne devrait pas affecter la conclusion voulant que le projet de règlement ait un avantage net. Les coûts et les avantages devraient augmenter de manière à peu près proportionnelle, les avantages continuant de dépasser les coûts. Les répercussions d’un ordre plus élevé relatives aux emplois et à l’activité économique associés aux investissements après 2032 dans les projets de CUSC et d’autres activités de décarbonation majeures visant à réduire les émissions du secteur sont en dehors de la portée de l’analyse. L’analyse ne considère pas pleinement la stimulation des nouvelles industries à faibles émissions de carbone, comme l’hydrogène, ni les avantages à plus long terme sur la compétitivité d’un secteur pétrolier et gazier canadien décarboné dans un monde qui respecterait les engagements existants dans le cadre de l’Accord de Paris.

Analytical limitations

The proposed Regulations do not cover electricity generation. However, the analysis was unable to disaggregate the emissions from electricity generation by oil and gas producers. Therefore, the analysis overestimates the quantified emissions in covered sectors. In addition, net purchases of thermal energy and hydrogen are not accounted for in the analysis. These modelling parameters are not expected to have a significant impact on the results, as the emissions cap is set at a percentage below 2026 modelled emissions with the same estimation methodology employed in both the calculation of the emissions cap and the emissions covered under the proposed Regulations in the analysis.

The modelling of the proposed Regulations does not fully capture all features of the proposed Regulations. Nor does it account for the many variations in firm and household impacts. Also, many of the events that shape emissions and energy markets cannot be anticipated. In addition, future developments in technologies, demographics and resources cannot be foreseen with certainty. The scenarios used in this analysis are derived from a series of plausible assumptions regarding, among others, population and economic growth, prices, demand and supply of energy, and the evolution of abatement technologies.

Distributional analysis

This analysis considers the distribution of production impacts across different subsectors of the oil and gas industry, and regions in Canada. The impacts assessed in this distributional analysis are taken from the central case of the CBA, which makes use of a particular production forecast. The direction and magnitude of these estimated distributional impacts would vary under different production forecasts.

The distribution of these impacts among firms depends on their output, emissions intensity and compliance strategy. Under the proposed Regulations, covered operators would receive allowances free of charge. The distribution of allowances would be based on the relevant distribution rate (emissions per unit of production for a given activity) and a facility's production over the last three years. Distribution rates are set based on national emissions intensities for different activities, which may result in some covered operators with less emissions-intensive production having a surplus of free allowances, which they can sell or use in a future year. Covered operators with a deficit of allowances may purchase allowances from operators with a surplus, deploy abatement technologies, make use of compliance flexibilities, or reduce production.

Limites de l'analyse

Le projet de règlement ne vise pas la production d'électricité. Cependant, l'analyse n'a pas permis de ventiler les émissions provenant de la production d'électricité par les producteurs de pétrole et de gaz. L'analyse surestime donc les émissions quantifiées dans les secteurs assujettis. En outre, l'énergie thermique et l'hydrogène nets fournis à l'installation ne sont pas pris en compte dans l'analyse. Cela ne devrait pas avoir d'incidence significative sur les résultats de l'analyse, étant donné que le plafond d'émissions est fixé à un pourcentage inférieur aux émissions modélisées de 2026, avec la même méthode d'estimation utilisée à la fois pour le calcul du plafond d'émissions et pour les émissions visées par le projet de règlement.

La modélisation du projet de règlement ne tient pas compte de l'ensemble des caractéristiques du projet de règlement ni des multiples variations dans les répercussions sur les entreprises et les ménages. En outre, bon nombre des événements qui façonnent les émissions et les marchés de l'énergie ne peuvent être anticipés. De plus, il n'est pas possible de prévoir avec certitude l'évolution future des technologies, de la démographie et des ressources. Les scénarios utilisés dans cette analyse sont dérivés d'une série d'hypothèses plausibles concernant, entre autres, la croissance démographique et économique, les prix, la demande et l'offre d'énergie ainsi que l'évolution des technologies de réduction.

Analyse de répartition

La présente analyse évalue la répartition des répercussions sur la production entre les différents sous-secteurs de l'industrie pétrolière et gazière et les différentes régions du Canada. Les répercussions évaluées dans la présente analyse de répartition sont tirées du scénario central de l'ACA, qui utilise une prévision de production déterminée. La direction et l'ampleur des estimations de la répartition de ces répercussions varieraient en fonction de différentes prévisions de production.

La répartition de ces répercussions entre les entreprises dépend de leur production, de l'intensité de leurs émissions et de leur stratégie pour se conformer aux obligations. Conformément au projet de règlement, les exploitants assujettis recevraient chaque année des allocations gratuitement. Ces allocations sont distribuées d'après un taux de distribution applicable, sous la forme d'émissions par unité de production pour une activité donnée, et de la production d'une installation au cours des trois dernières années. Les taux de distribution sont fixés en fonction des intensités d'émissions nationales pour différentes activités, ce qui peut avoir pour conséquence que certains exploitants assujettis dont la production est moins intensive en émissions disposent d'un excédent d'allocations, qu'ils peuvent vendre ou utiliser au cours d'une année ultérieure. Les exploitants assujettis qui sont en déficit d'allocations peuvent assurer leur conformité en achetant

The analysis allocates allowances based on in-model national historical emission intensities¹⁴ and does not consider banking of excess allowances. Because of this, when allocated allowances are greater than obligations, firms in the model sell all excess allowances and invest the revenue in increased production. This results in the model projecting that BC, SK, and NL increase production relative to the baseline scenario (i.e. grow more than projected in the baseline), while AB decreases (i.e. increases production but less than in the baseline). From a subsector perspective, oil sands mining and steam-assisted gravity drainage (SAGD) oil sands are estimated to be impacted more than other subsectors. Natural gas extraction varies between BC and AB primarily due to different average emission intensities. Additionally, frontier oil mining and heavy oil mining are estimated to slightly increase production relative to the baseline scenario. As is noted, all estimated impacts on production correspond to reduced growth from a baseline of growth. In absolute terms, production is estimated to continue to grow from current levels.

des allocations à des exploitants disposant d'un excédent, en déployant des technologies de réduction, en faisant usage de mécanismes de souplesse en matière de conformité ou en réduisant leur production.

L'analyse attribue des allocations en fonction des données nationales historiques sur les intensités d'émissions modélisées¹⁴ et ne tient pas compte de la mise en réserve d'allocations excédentaires. C'est pourquoi, lorsque les allocations attribuées sont supérieures aux obligations, les entreprises, dans le modèle, vendent toutes les allocations excédentaires et investissent les recettes dans l'augmentation de la production. Par conséquent, le modèle prévoit que la Colombie-Britannique (C.-B.), la Saskatchewan (Sask.) et Terre-Neuve-et-Labrador (T.-N.-L.) augmenteraient leur production par rapport au scénario de référence (c'est-à-dire qu'elles augmenteraient plus que ce qui est prévu dans le scénario de référence), tandis que l'Alberta (Alb.) la diminuerait (c'est-à-dire elle augmenterait la production, mais moins que dans le scénario de référence). Du point de vue des sous-secteurs, il est estimé que les secteurs de l'exploitation minière de surface des sables bitumineux de même que du drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV) des sables bitumineux seraient les plus touchés par rapport aux autres sous-secteurs. Il y a un écart dans le secteur de l'extraction du gaz naturel de la Colombie-Britannique et celui de l'Alberta, principalement en raison de leurs différences dans l'intensité moyenne des émissions. De plus, il est estimé que le secteur de l'extraction de pétrole des régions pionnières et celui de l'extraction de pétrole lourd augmenteraient légèrement la production par rapport au scénario de référence. Comme il est indiqué, toutes les répercussions estimées sur la production correspondent à une croissance réduite par rapport à la croissance du scénario de référence. En termes absolus, la production devrait continuer de croître par rapport aux niveaux actuels.

Table 8: Production impacts relative to baseline by sector and region, 2030–2032 (in petajoules)

Oil and gas subsector	BC	AB	SK	NL	Rest of Canada	Canadian total (2019)	Baseline scenario average (2030–2032)	Regulatory scenario average (2030–2032)	Reduced growth in production between baseline and regulatory scenarios (2030–2032)
Cyclic steam stimulation (CSS) oil sands	-	(74.0)	-	-	-	549.9	645.2	620.6	(74.0)
Frontier oil mining	-	-	-	12.6	0.1	352.2	647.2	651.5	12.7

¹⁴ National historical emissions intensities used in the modelling were calculated and applied at an aggregation broadly consistent with distribution rates set out in the proposed Regulations.

¹⁴ Les intensités d'émissions nationales antérieures utilisées dans la modélisation ont été calculées et appliquées selon un regroupement généralement cohérent avec les taux de distribution établis dans le projet de règlement.

Oil and gas subsector	BC	AB	SK	NL	Rest of Canada	Canadian total (2019)	Baseline scenario average (2030–2032)	Regulatory scenario average (2030–2032)	Reduced growth in production between baseline and regulatory scenarios (2030-2032)
Heavy oil mining	-	(19.3)	31.7	2.5	-	1 281.1	1 376.1	1 381.1	14.9
Light oil mining	(0.4)	(64.5)	13.0	-	0.4	2 626.2	3 026.2	3 009.0	(51.4)
Natural gas extraction	215.3	(246.2)	(9.7)	-	(0.6)	5 993.1	6 397.0	6 383.3	(41.3)
Oil sands mining	-	(153.7)	-	-	-	3 852.8	4 129.7	4 078.5	(153.7)
Primary oil sands	-	(7.0)	-	-	-	429.2	498.3	496.0	(7.0)
SAGD oil sands	-	(124.9)	-	-	-	2 861.1	4 308.5	4 266.9	(124.9)
Total	214.9	(689.7)	35.0	15.1	(0.2)	17 945.6	21 028.3	20 886.7	(424.9)^a

Note 1: Impacts on LNG, natural gas processing, and oil sands upgrading are not included as they are considered to be post-production processes.

Note 2: Figures may not add up to totals due to rounding.

^a In the baseline scenario, over the 2030–2032 time period, it is estimated that about 63 100 PJ of oil and natural gas would be produced. Therefore, the estimated reduction of 424.9 PJ is equivalent to an estimated 0.7% reduction overall.

Tableau 8 : Répercussions sur la production par rapport au scénario de référence par secteur et par région, 2030-2032 (en pétajoules)

Sous-secteur pétrolier et gazier	C.-B.	Alb.	Sask.	T.-N.-L.	Reste du Canada	Total canadien (2019)	Moyenne du scénario de référence (2030-2032)	Moyenne du scénario réglementaire (2030-2032)	Réduction de la croissance de la production entre les scénarios de référence et réglementaire (2030-2032)
Sables bitumineux par stimulation cyclique par la vapeur	-	(74,0)	-	-	-	549,9	645,2	620,6	(74,0)
Extraction de pétrole des régions pionnières	-	-	-	12,6	0,1	352,2	647,2	651,5	12,7
Extraction de pétrole lourd	-	(19,3)	31,7	2,5	-	1 281,1	1 376,1	1 381,1	14,9
Extraction de pétrole léger	(0,4)	(64,5)	13,0	-	0,4	2 626,2	3 026,2	3 009,0	(51,4)
Extraction de gaz naturel	215,3	(246,2)	(9,7)	-	(0,6)	5 993,1	6 397,0	6 383,3	(41,3)

Sous-secteur pétrolier et gazier	C.-B.	Alb.	Sask.	T.-N.-L.	Reste du Canada	Total canadien (2019)	Moyenne du scénario de référence (2030-2032)	Moyenne du scénario réglementaire (2030-2032)	Réduction de la croissance de la production entre les scénarios de référence et réglementaire (2030-2032)
Extraction minière de surface des sables bitumineux	-	(153,7)	-	-	-	3 852,8	4 129,7	4 078,5	(153,7)
Sables bitumineux primaires	-	(7,0)	-	-	-	429,2	498,3	496,0	(7,0)
Sables bitumineux par DGMV	-	(124,9)	-	-	-	2 861,1	4 308,5	4 266,9	(124,9)
Total	214,9	(689,7)	35,0	15,1	(0,2)	17 945,6	21 028,3	20 886,7	(424,9)^a

Remarque 1 : Les répercussions sur la production de GNL, le traitement du gaz naturel et la valorisation des sables bitumineux ne sont pas inclus, car ces activités sont considérées comme des processus de postproduction.

Remarque 2 : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre aux totaux.

^a Dans le scénario de référence, pour la période 2030 à 2032, on estime qu'environ 63 100 PJ de pétrole et de gaz naturel seraient produites. Ainsi, la réduction estimée de 424,9 PJ équivaudrait à une réduction globale estimée à 0,7 %.

The exact distribution of emissions reductions across sub-sectors and regions will depend on the actual relative distribution of costs and availability of emissions reduction technologies in the 2030–2032 time frame.

Impacts on production would in turn affect Canada's gross domestic product (GDP), which thus increases in British Columbia, Saskatchewan, and Newfoundland and Labrador, and decreases in Alberta relative to the baseline, as shown in Table 9 below. Under the regulatory scenario, GDP is projected to grow by 22.0% between 2019 to 2030–2032, versus 22.1% under the baseline scenario.

Table 9: Economic impacts by region, 2030–2032 (average)

Region	Average GDP 2030–2032 (in billions of dollars, undiscounted)	Average change in GDP 2030–2032 (in billions of dollars, undiscounted)	2030–2032 Change in GDP (%)
British Columbia	450	0.4	0.10
Alberta	515	(2.0)	(0.39)
Saskatchewan	114	0.4	0.31
Newfoundland and Labrador	46	0.3	0.61

La répartition exacte des réductions d'émissions entre les sous-secteurs et les régions dépendra de la répartition relative réelle des coûts et de la disponibilité des technologies de réduction des émissions au cours de la période 2030-2032.

Les répercussions sur la production auraient à leur tour une incidence sur le produit intérieur brut (PIB) du Canada, qui augmente donc en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et à Terre-Neuve-et-Labrador et diminue en Alberta par rapport au scénario de référence, comme le montre le tableau 9 ci-dessous. Selon le scénario réglementaire, le PIB devrait croître de 22,0 % entre 2019 et la période de 2030 à 2032, contre 22,1 % dans le scénario de référence.

Tableau 9 : Répercussions économiques par région, 2030-2032 (moyenne)

Région	PIB moyen 2030-2032 (en milliards de dollars, non actualisés)	Variation moyenne du PIB 2030-2032 (en milliards de dollars, non actualisés)	Variation du PIB de 2030 à 2032 (%)
Colombie-Britannique	450	0,4	0,10
Alberta	515	(2,0)	(0,39)
Saskatchewan	114	0,4	0,31
Terre-Neuve-et-Labrador	46	0,3	0,61

Region	Average GDP 2030-2032 (in billions of dollars, undiscounted)	Average change in GDP 2030-2032 (in billions of dollars, undiscounted)	2030-2032 Change in GDP (%)
Rest of Canada	2 138	(0.3)	(0.01)
Canada	3 263	(1.2)	(0.04)

Note: Figures may not add up to totals due to rounding.

Small business lens

The proposed Regulations are estimated to affect approximately 560 operators, about 270 of which are likely to be small businesses. The proposed Regulations include a threshold designed to exclude small operators from being subject to compliance obligations under the emissions cap, and all small businesses undertaking the regulated industrial activities are expected to fall under this threshold. The emissions from these small businesses are expected to represent less than 1% of total emissions from regulated industrial activities. These small businesses would only bear administrative costs to register in 2025, and for annual quantification, reporting and verification requirements beginning in 2028.

Having data reported by small operators would allow the Department to allocate emissions allowances based on three years of historical data to a small operator that grows their production and exceeds the threshold as soon as they become subject to the emissions cap requirement. The data reported by small operators would also allow the Department to continue to monitor the emissions of small operators to support future reviews of the proposed Regulations, including reviews of the effectiveness.

The costs to small businesses are shown in Table 10 below.

Table 10: Small business lens summary

Number of small businesses impacted: 270
 Number of years: 7.5 (2025–2032)
 Price year: 2023
 Present-value base year: 2024
 Discount rate: 2%

Totals	Present Value	Annualized value
Total cost (all impacted small businesses)	\$37,336,800	\$4,996,900

Région	PIB moyen 2030-2032 (en milliards de dollars, non actualisés)	Variation moyenne du PIB 2030-2032 (en milliards de dollars, non actualisés)	Variation du PIB de 2030 à 2032 (%)
Reste du Canada	2 138	(0,3)	(0,01)
Canada	3 263	(1,2)	(0,04)

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

Lentille des petites entreprises

Il est estimé que le projet de règlement toucherait environ 560 exploitants, dont environ 270 sont susceptibles d'être des petites entreprises. Le projet de règlement comprend un seuil conçu pour exclure les petits exploitants des obligations de conformité relatives au plafond d'émissions, et toutes les petites entreprises qui entreprennent des activités industrielles réglementées devraient se situer sous ce seuil. Les émissions de ces petites entreprises devraient représenter moins de 1 % des émissions totales provenant des activités industrielles réglementées. Ces petites entreprises n'assureraient que les coûts administratifs liés à l'enregistrement en 2025 et, à partir de 2028, ceux relatifs aux exigences annuelles de quantification, de transmission de rapport annuel et de vérification.

La transmission des données par les petits exploitants permettrait au Ministère d'attribuer des allocations en fonction d'un historique de trois années de données à un petit exploitant qui augmente sa production et dépasse le seuil, dès qu'il devient visé par le plafond d'émissions. Les données transmises par les petits exploitants permettraient également au Ministère de suivre les émissions de ces derniers afin d'appuyer les examens futurs du projet de règlement, y compris les examens de performance.

Les coûts pour les petites entreprises sont indiqués dans le tableau 10 ci-dessous.

Tableau 10 : Résumé de la lentille des petites entreprises

Nombre de petites entreprises touchées : 270
 Nombre d'années : 7,5 (de 2025 à 2032)
 Année de référence pour l'établissement des coûts : 2023
 Année de référence de la valeur actualisée : 2024
 Taux d'actualisation : 2 %

Total	Valeur actualisée	Valeur annualisée
Coût total (toutes les petites entreprises touchées)	37 336 800 \$	4 996 900 \$

Totals	Present Value	Annualized value
Cost per impacted small business	\$137,800	\$18,400

One-for-one rule

The one-for-one rule applies since there is an incremental increase in the administrative burden on business. The proposal is considered burden IN under the rule and a new regulatory title is introduced. All values listed in this section are presented in 2012 dollars.

The main driver of administrative costs is verification, as the proposed Regulations would require all operators to have their annual reports verified by a third party. Operators of multiple facilities would be required to submit verification reports for each facility; however, an operator's smaller facilities would be aggregated by province into single reporting facilities requiring a single verification report under the proposed Regulations. It is estimated that a full third-party verification report would require 355 hours of external labour to complete, costing approximately \$20,100 in 2012 dollars. For small operators, this cost is assumed to be fully incremental for each facility they operate; however, for large operators, the average incremental cost for a verification report is reduced to \$7,400 to reflect the fact that many of these facilities are already submitting verification reports that reflect most of the requirements as part of their carbon pricing obligations. The requirement to submit verification reports would only begin in 2027 for covered operators, and 2029 for operators whose production falls below the threshold to be covered under the emissions cap. Additionally, the external labour hours required to resubmit a verification report with corrections are estimated to be about 55 hours (15% of the time required for the full report), or approximately \$3,000.

There would also be administrative costs related to registration, quantification, reporting, supporting the verification process, and record keeping. Operators that are covered under the emissions cap would also have administrative requirements related to remitting compliance units. Where possible, the prescribed quantification methods would align with existing requirements, such as those under the Greenhouse Gas Reporting Program, the federal OBPS, and provincial regulations, to minimize the administrative burden. Under the assumption that the administrative efforts required are similar to those for OBPS, the total annualized administrative cost for operators to comply with the requirements of the proposed Regulations for the first 10 years is expected to be

Total	Valeur actualisée	Valeur annualisée
Coût par petite entreprise touchée	137 800 \$	18 400 \$

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » s'applique puisqu'il y a une augmentation supplémentaire de la charge administrative sur les entreprises. La proposition est considérée comme un ajout au fardeau selon la règle et un nouveau titre légal est introduit. Toutes les valeurs énumérées dans cette section sont présentées en dollars de 2012.

Le principal facteur de coûts administratifs est la vérification, car le projet de règlement exigerait que tous les exploitants fassent vérifier leurs rapports annuels par une tierce partie. Les exploitants d'installations multiples seraient tenus de transmettre des rapports de vérification pour chaque installation. Toutefois, les petites installations d'un exploitant seraient regroupées par province en une seule installation déclarante pour laquelle un seul rapport de vérification est requis en vertu du projet de règlement. On estime qu'un rapport complet de vérification par une tierce partie nécessiterait 355 heures de travail externe et coûterait environ 20 100 \$ en dollars de 2012. Pour les petits exploitants, ce coût est supposé totalement additionnel pour chaque installation qu'ils exploitent. Cependant, pour les grands exploitants, le coût supplémentaire moyen d'un rapport de vérification serait réduit à 7 400 \$ pour tenir compte du fait que bon nombre de ces installations soumettent déjà des rapports de vérification qui reflètent la plupart des exigences dans le cadre de leurs obligations en matière de tarification du carbone. L'obligation de transmettre des rapports de vérification ne commencerait qu'en 2027 pour les exploitants assujettis et en 2029 pour les exploitants dont la production est inférieure au seuil fixé pour être assujetti au plafond d'émissions. De plus, les heures de travail externes nécessaires pour transmettre à nouveau un rapport de vérification avec des corrections sont estimées à environ 55 heures (15 % du temps nécessaire pour le rapport complet), soit environ 3 000 \$.

Il y aurait également des coûts administratifs liés à l'enregistrement, à la quantification, à la transmission de rapports, au soutien du processus de vérification et à la tenue de registres. Les exploitants assujettis au plafond d'émissions seraient également visés par des exigences administratives liées à l'obligation de remise d'unités de conformité. Dans la mesure du possible, les méthodes de quantification prévues s'harmoniseront avec les exigences existantes, comme celles du Programme de déclaration des gaz à effet de serre, du STFR fédéral et des règlements provinciaux, afin de réduire au minimum le fardeau administratif. Si l'on suppose que l'effort du travail administratif requis est similaire à celui du STFR, le coût administratif total annualisé pour les exploitants pour se conformer

approximately \$5.65 million for all operators, or an average of \$10,100 per operator.¹⁵

Regulatory cooperation and alignment

Canada is working in partnership with the international community to implement the Paris Agreement, to support the goal of limiting temperature rise this century to well below 2 °C and pursuing efforts to limit the temperature increase to 1.5 °C. As part of its commitments made under the Paris Agreement, Canada pledged to reduce national GHG emissions by 40–45% below 2005 levels by 2030. The Government of Canada has also committed to achieving net-zero emissions by 2050. The proposed Regulations would support Canada in achieving these targets.

International cooperation

Cap-and-trade systems are a proven tool employed in numerous jurisdictions globally. The largest GHG emissions cap-and-trade system is the European Union Emission Trading System (EU ETS) established in 2006, where it covers over 10 000 installations and airlines operating in the European Union (EU) and around 40% of the EU's total emissions.¹⁶ Currently, the EU ETS is in its fourth trading phase (2021 to 2030), with the Swiss ETS linked to the EU ETS as of January 2020.¹⁷ In addition, the United Kingdom (UK) ETS began operating in January 2021, following the departure of the UK from the EU ETS and it is currently unlinked to the EU ETS. The UK ETS covers around a quarter of the UK's GHG emissions.¹⁸

In the United States, the largest GHG cap-and-trade program is the California cap-and-trade system established in 2012, which covers about 75% of California's greenhouse gas emissions¹⁹ and formally linked its program with Quebec in January 2014. The program covers around 400 facilities and emissions from the power, industrial, transport, and building sectors. California's legislated target aims for a 40% reduction from 1990 GHG levels by

aux obligations de conformité du projet de règlement au cours des 10 premières années devrait être d'environ 5,65 millions de dollars pour tous les exploitants, soit une moyenne de 10 100 dollars par exploitant¹⁵.

Coopération et harmonisation en matière de réglementation

Le Canada travaille en partenariat avec la communauté internationale à la mise en œuvre de l'Accord de Paris, dont l'objectif est de limiter la hausse de la température au cours de ce siècle à bien en dessous de 2 °C et de poursuivre les efforts pour la limiter à 1,5 °C. À la suite de ses engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions nationales de GES de 40 à 45 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2030. Le gouvernement du Canada s'est également engagé à réaliser la carboneutralité d'ici 2050. Le projet de règlement aiderait le Canada à atteindre ces objectifs.

Coopération à l'échelle internationale

Les systèmes de plafonnement et d'échange sont un outil qui a fait ses preuves et qui est utilisé par de nombreux pays à travers le monde. Le plus grand système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES est le Système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQUE-UE) établi en 2006, qui vise plus de 10 000 installations et compagnies aériennes en service dans l'Union européenne (UE), et environ 40 % des émissions totales de l'UE¹⁶. À l'heure actuelle, le SEQUE-UE est dans sa quatrième phase d'échange (de 2021 à 2030) avec le SEQUE de la Suisse qui est lié au SEQUE-UE depuis janvier 2020¹⁷. De plus, le SEQUE du Royaume-Uni a été mis en œuvre en janvier 2021, après le retrait du Royaume-Uni du SEQUE-UE, et celui-ci n'est actuellement pas lié au SEQUE-UE. Le SEQUE du Royaume-Uni vise environ un quart des émissions de GES du Royaume-Uni¹⁸.

Aux États-Unis, le plus important système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES est le système californien, qui a été établi en 2012, et qui vise environ 75 % des émissions de GES de la Californie¹⁹. L'État a officiellement lié son programme à celui du Québec en janvier 2014. Le programme vise environ 400 installations et les émissions des secteurs de l'énergie, de l'industrie, des transports et du bâtiment. La cible fixée par la

¹⁵ The non-rounded increase in annualized administrative costs for manufacturers and importers is estimated to be \$5,654,029.33, or \$10,096.48 per regulatee in 2012 dollars over a 10-year period (2025 to 2034) using a 7% discount rate.

¹⁶ [EU Emissions Trading System \(EU ETS\) \[PDF\]](#), International Carbon Action Partnership

¹⁷ [Swiss ETS \(PDF\)](#), International Carbon Action Partnership

¹⁸ [United Kingdom \(PDF\)](#), International Carbon Action Partnership

¹⁹ [USA - California Cap-and-Trade Program \(PDF\)](#), International Carbon Action Partnership

¹⁵ L'augmentation non arrondie des coûts administratifs annualisés pour les fabricants et les importateurs est estimée à 5 654 029,33 \$, ou 10 096,48 \$ par entité réglementée en dollars de 2012 sur une période de 10 ans (de 2025 à 2034) en fonction d'un taux d'actualisation de 7 %.

¹⁶ [EU Emissions Trading System \(EU ETS\) \[PDF, disponible en anglais seulement\]](#), International Carbon Action Partnership

¹⁷ [Swiss ETS \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#), International Carbon Action Partnership

¹⁸ [United Kingdom \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#), International Carbon Action Partnership

¹⁹ [USA - California Cap-and-Trade Program \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#), International Carbon Action Partnership

2030 and 85% reduction from 1990 levels with carbon neutrality by 2045.²⁰

The proposed Regulations have been designed considering features of existing cap-and-trade systems within the context of the policy objective of achieving emissions reductions in the Canadian oil and gas sector and implementation under CEPA. It is not proposed to seek linkage with other cap-and-trade systems, as this would erode the certainty in reducing GHG emissions in Canada's oil and gas sector.

Federal, provincial and territorial policy linkages

British Columbia is the only provincial jurisdiction with planned action to move forward with a cap on oil and gas emissions, which has been communicated by the province as a backstop to federal action. Quebec currently has a cap-and-trade system that covers GHG emissions from the industrial, power, transport and building sectors and includes industrial process emissions. It was established in 2013 and linked to California's cap-and-trade system in 2014.

There are expected interactions between the proposed Regulations and provincial (and federal) carbon pricing systems for industry as there would be reporting and compliance obligations under both systems and facilities are expected to consider the avoided cost or potential value of credit sales under both systems when making investment decisions. They would be separate systems and allowances, and surplus credits issued under provincial and federal carbon pricing systems for industry would not be eligible for use in the emissions cap. Where emissions are covered by both the federal and a provincial carbon pricing system, emissions reductions incented by the oil and gas emissions cap would also reduce a facility's compliance obligation (or potentially result in credits) under provincial or federal carbon pricing systems.

The proposed Regulations would be complementary to existing regulatory measures. Recognition of emissions reductions driven by other measures would facilitate compliance under the emissions cap. These regulatory measures include provincial and territorial carbon pricing

loi californienne est de réduire de 40 % les émissions de GES sous les niveaux de 1990 d'ici 2030 et de 85 % sous les niveaux de 1990 ainsi que d'atteindre de la carboneutralité d'ici 2045²⁰.

Le projet de règlement a été élaboré en fonction des caractéristiques des systèmes de plafonnement et d'échange existants dans un contexte d'objectif stratégique de réduction des émissions dans le secteur pétrolier et gazier du Canada et dans un contexte de mise en œuvre en vertu de la LCPE. Il n'est pas proposé de chercher à établir des liens avec d'autres systèmes de plafonnement et d'échange, car la réduction des émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier du Canada deviendrait incertaine.

Liens entre les politiques fédérales, provinciales et territoriales

La Colombie-Britannique est la seule province à avoir prévu aller de l'avant avec un plafond d'émissions du secteur pétrolier et gazier, qui a été présenté par la province à titre de filet de sécurité par rapport aux mesures fédérales. Le Québec dispose actuellement d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions qui vise les émissions de GES provenant des secteurs de l'industrie, de l'énergie, des transports et du bâtiment. Ce dernier inclut les émissions provenant des procédés industriels. Ce système a été créé en 2013, puis relié au système de plafonnement et d'échange californien en 2014.

Des interactions sont attendues entre le projet de règlement et les systèmes provinciaux (et fédéral) de tarification du carbone pour l'industrie, puisqu'il y aurait des obligations de transmission de rapports et de conformité au titre des deux systèmes et puisqu'il est attendu à ce que les exploitants assujettis tiennent compte du coût évité ou de la valeur potentielle des ventes de crédits dans le cadre des deux systèmes au moment de prendre des décisions d'investissement. Il s'agirait de systèmes et d'allocations distincts, et les crédits excédentaires émis au titre des systèmes de tarification du carbone pour l'industrie provinciaux et fédéral ne pourraient pas être utilisés dans le cadre du système de plafonnement des émissions. Lorsque les émissions sont visées à la fois par le système fédéral et un système provincial de tarification du carbone, les réductions d'émissions encouragées par le système de plafonnement des émissions pour le secteur pétrolier et gazier contribueraient également à réduire la valeur de l'obligation de conformité d'un exploitant, ou pourraient donner lieu à l'émission de crédits, dans le cadre des systèmes de tarification du carbone provinciaux ou fédéral.

Le projet de règlement serait complémentaire aux mesures réglementaires existantes. La reconnaissance des réductions d'émissions engendrées par l'entremise d'autres mesures faciliterait la conformité au plafond d'émissions. Ces mesures réglementaires comprennent les systèmes de

²⁰ Ibid.

²⁰ Ibid.

systems (mainly output-based pricing systems for industry in producing provinces), and the proposed Methane Regulations. The proposed Regulations are designed to function together with this broader suite of regulatory measures.

Surplus credits, performance credits or allowances generated under provincial, territorial or federal carbon pricing systems would not be eligible compliance units under the emissions cap. The proposed Regulations propose to recognize federal offset credits and the same set of offset credits generated from eligible programs and protocols identified on the list established under the OBPS Regulations.²¹

The Department also notes complementary actions that have been put in place or are in development and that are outside of the scope of the proposed Regulations, which support decarbonization of the sector, as well as the short- and long-term competitiveness of the industry:

- Investment tax credits for carbon capture, utilization and storage, and clean hydrogen;
- Major funding tools to support innovation and emission-reducing activities, such as through Canada's Energy Innovation Program, the Emissions Reduction Fund (onshore and offshore), the Canada Growth Fund, and the Strategic Innovation Fund;
- Support for Indigenous communities to share in the benefits of major projects in their territories, including through an Indigenous Loan Guarantee Program; and
- Support for workers in the transition to a low-carbon economy, as outlined in the interim plan 2023–2025 entitled [Sustainable Jobs Plan](#).

The proposed Regulations are expected to function together with this broader suite of federal measures to achieve GHG emissions reductions in the oil and gas sector, while seeking to mitigate costs.

Other potential federal measures

While not included in the proposed Regulations, to provide additional flexibility, consideration may also be given to allowing facilities to remit ITMOs authorized for use by Canada as compliance units to cover a portion of their GHG emissions in the final Regulations. The Department intends to continue consulting on the potential inclusion of ITMOs as compliance units in the final Regulations.

²¹ List of Recognized Offset Programs and Protocols for the Federal OBPS

tarification du carbone provinciaux et territoriaux, principalement des systèmes de tarification fondés sur le rendement pour l'industrie dans les provinces productrices, et le projet de règlement sur le méthane. Le projet de règlement est conçu pour aller de pair avec ce vaste ensemble de mesures réglementaires.

Les crédits excédentaires, les crédits au rendement ou les allocations générés dans le cadre de systèmes de tarification du carbone provinciaux, territoriaux ou fédéral ne seraient pas des unités de conformité admissibles au titre du système de plafonnement des émissions. Le projet de règlement propose de reconnaître les crédits compensatoires fédéraux et le même ensemble de crédits compensatoires générés par les programmes et protocoles admissibles figurant sur la liste établie dans le cadre du Règlement sur le STFR²¹.

Le Ministère souligne également les mesures complémentaires mises en œuvre ou en cours de développement et qui sont hors du champ d'application du projet de règlement et appuient la décarbonation du secteur, ainsi que la compétitivité à court et à long terme de l'industrie :

- Crédits d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone, et l'hydrogène propre;
- Outils de financement importants pour favoriser l'innovation et les activités de réduction des émissions, tels que le Programme d'innovation énergétique du Canada, le Fonds de réduction des émissions (côtier et infracôtier, et extracôtier), le Fonds de croissance du Canada et le Fonds stratégique pour l'innovation;
- Soutien aux communautés autochtones pour qu'elles partagent les avantages des grands projets sur leurs territoires, y compris par l'entremise d'un Programme de garantie de prêts pour les Autochtones;
- Soutien aux travailleurs lors de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, comme il est indiqué dans le plan provisoire 2023–2025 intitulé [Plan pour des emplois durables](#).

Le projet de règlement devrait s'inscrire dans ce vaste ensemble de mesures fédérales visant à réduire les émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier, tout en cherchant à en atténuer les coûts.

Autres mesures fédérales proposées

Bien que cela ne soit pas prévu dans le projet de règlement, permettre aux exploitants de remettre des RATI dont l'utilisation est autorisée par le Canada comme unités de conformité pour couvrir une partie de leurs émissions de GES pourrait être envisagé dans le règlement final afin d'offrir davantage de souplesse en matière de conformité. Le Ministère à l'intention de poursuivre les consultations

²¹ Liste des programmes et protocoles de crédits compensatoires reconnus pour le STFR fédéral

Strategic environmental assessment

In accordance with the *Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals*, a strategic environmental assessment was undertaken to assess the impacts of this proposal. The assessment concluded that the proposed Regulations to establish a cap on GHG emissions from the oil and gas sector are expected to support several goals of the [2022–2026 Federal Sustainable Development Strategy](#), notably to foster innovation and green infrastructure in Canada, and to take action on climate change and its impacts.

Gender-based analysis plus

Upstream oil and gas production and LNG is a significant contributor to provincial GDP in oil and gas-producing provinces of Alberta, Saskatchewan, British Columbia and Newfoundland and Labrador. Potential impacts on the sector include some declines in production and consequent employment impacts. It is expected that oil and gas-producing regions would be impacted more than other parts of Canada. The [2016 Employment Equity Data Report](#) noted that national labour market availability was made up of 48.2% women, 4.0% Aboriginal Peoples, and 21.3% members of visible minorities. In 2019, 36% of oil and gas workers in Canada identified as female, 6% as being Indigenous, 41% were immigrants, and 26% belonged to a designated visible minority group.²² Impacts on employment in the sector would be expected to affect these groups of individuals, among others. The Government has proposed support for workers in the transition to a low-carbon economy, as outlined in an interim plan for 2023–2025 entitled [Sustainable Jobs Plan](#).

The proposed Regulations are a key policy for reducing harmful GHG emissions. The benefits of reducing GHG emissions associated with this proposal are global in nature and so cannot be attributed to any specific region or group in Canada. And as noted in the “Qualitative impacts” section (see above), the proposed Regulations could influence the release of air pollutants in the oil and gas sector. However, the direction and magnitude of changes in air pollutants and air pollution-related health impacts in Canada are unable to be assessed. No other significant gender-based analysis plus (GBA+) impacts have been identified in association with the proposed Regulations.

²² (ARCHIVED) [Employment characteristics for the oil and gas sector](#)

concernant l’inclusion éventuelle des RATI à des fins d’unité de conformité au titre du règlement final.

Évaluation environnementale stratégique

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 afin d’évaluer les répercussions de ce projet. L’évaluation a conclu que le projet de règlement visant à plafonner les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier devrait soutenir plusieurs objectifs de la [Stratégie fédérale de développement durable 2022-2026](#), notamment favoriser l’innovation et l’infrastructure verte au Canada et prendre des mesures pour lutter contre les changements climatiques et leurs répercussions.

Analyse comparative entre les sexes plus

La production de pétrole et de gaz en amont et de GNL contribue de manière importante au PIB provincial dans les provinces productrices de pétrole et de gaz, soit l’Alberta, la Saskatchewan, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve-et-Labrador. Les répercussions potentielles sur le secteur comprennent une baisse de la production et des conséquences sur l’emploi. On s’attend à ce que les régions productrices de pétrole et de gaz soient plus touchées que les autres régions du Canada. Le [Rapport statistique de 2016 sur l’équité en matière d’emploi](#) indiquait que le taux national de disponibilité sur le marché du travail était pour les femmes de 48,2 %, pour les Autochtones de 4,0 % et pour les membres des minorités visibles de 21,3 %. En 2019, 36 % des travailleurs du secteur pétrolier et gazier au Canada s’identifiaient comme des femmes, 6 % comme des Autochtones, 41 % comme des immigrants et 26 % comme appartenant à un groupe désigné de minorités visibles²². Les répercussions sur l’emploi dans le secteur devraient toucher ces groupes de personnes, entre autres. Le gouvernement propose des mesures de soutien aux travailleurs lors de la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, comme il est indiqué dans le plan provisoire 2023-2025 intitulé [Plan pour des emplois durables](#).

Le projet de règlement est une politique clé pour la réduction des émissions nocives de GES. Les avantages de la réduction des émissions de GES associés à ce projet de règlement sont de nature mondiale et ne peuvent donc pas être attribués à une région ou à un groupe précis au Canada. De plus, comme il est indiqué dans la section « Répercussions qualitatives » (voir plus haut), le projet de règlement pourrait avoir une incidence positive sur les rejets de polluants atmosphériques dans le secteur pétrolier et gazier. Toutefois, il est impossible d’évaluer la direction et l’ampleur des changements dans les polluants atmosphériques et les effets sur la santé liés à la pollution atmosphérique au Canada. Aucune autre répercussion

²² (ARCHIVÉE) [Les caractéristiques de l’emploi dans l’industrie du pétrole et du gaz](#)

Implementation, compliance and enforcement, and service standards

Implementation

Most provisions within the proposed Regulations would come into force on the date that they are registered. Certain provisions would come into force at a later date. For example, the registration prohibition would come into force on January 1, 2026, provisions establishing the emissions cap and setting out the distribution of emissions allowances would come into force on January 1, 2029, and the remittance obligations would come into force on January 1, 2030.

The Department would develop and administer new IT infrastructure to establish and manage the regulatory cap-and-trade system, including registration, reporting, allocation of allowances, and remittance of compliance units. In parallel with the public comment period for the proposed Regulations, it would consult on a draft of the *Quantification Methods for the Oil and Gas Sector Greenhouse Gases Emissions Cap Regulations*. The Department would also work with provinces to explore and establish agreements to implement cross-recognition of offset credits, and establish a list of carbon pricing systems where cross-recognition is authorized. The Department would also prepare guidance materials to support operators during the processes of registration, reporting and remittance.

The initial registration phase would occur in 2025, with annual reporting requirements beginning for some operators in 2026 (report due by June 1, 2027) and the remainder in 2028 (report due by June 1, 2029). Emissions allowances would be distributed before each compliance year on an annual basis, beginning in 2029 for the 2030 compliance year. The first compliance period would begin January 1, 2030, and the first remittance deadline would be January 31, 2032.

Compliance and enforcement

Departmental staff would begin to lead compliance promotion activities intended to raise awareness upon publication of the final Regulations. As the regulated community becomes more familiar with the requirements of the proposed Regulations, compliance promotion activities would be expected to decline to a maintenance level. Compliance promotion activities with operators and industry associations could include webinars and information

significative de l'analyse comparative entre les sexes plus (ACS+) n'a été recensée en relation avec le projet de règlement.

Mise en œuvre, conformité et application, et normes de service

Mise en œuvre

La majeure partie des dispositions du projet de règlement entreraient en vigueur à la date de l'enregistrement du règlement. Certaines dispositions entreraient en vigueur à une date ultérieure. Par exemple, l'interdiction liée à l'enregistrement entrerait en vigueur le 1^{er} janvier 2026, et les dispositions liées à l'établissement du plafond d'émissions et à la distribution des allocations entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2029. Les obligations de remises, quant à elle, entreraient en vigueur le 1^{er} janvier 2030.

Le Ministère concevrait et administrerait une nouvelle infrastructure informatique pour mettre en place et gérer le système de plafonnement et d'échange réglementaire, y compris l'enregistrement, la transmission de rapports, la distribution des allocations et la remise des unités de conformité. Parallèlement avec la période de commentaire public du projet de règlement, le Ministère tiendrait une consultation sur l'ébauche du document intitulé *Méthodes de quantification pour le Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*. Il collaborerait aussi avec les provinces et établirait des ententes afin de mettre en œuvre la reconnaissance croisée des crédits compensatoires ainsi qu'une liste des systèmes de tarification du carbone qui font l'objet de la reconnaissance croisée. Le Ministère préparerait également des documents d'orientation afin de soutenir les exploitants lors des processus d'enregistrement, de transmission de rapports et de remise.

La phase initiale d'enregistrement aurait lieu en 2025, les exigences en matière de transmission de rapports annuels commençant pour certains exploitants en 2026 (rapport à remettre au plus tard le 1^{er} juin 2027) et pour les autres en 2028 (rapport à remettre au plus tard le 1^{er} juin 2029). Les allocations seraient distribuées annuellement avant chaque période de conformité à partir de 2029 pour l'année de conformité 2030. La première période de conformité commencerait le 1^{er} janvier 2030 et la première date de remise serait le 31 janvier 2032.

Conformité et application

Le personnel du Ministère commencerait à mener des activités de promotion de la conformité et de sensibilisation une fois que la version finale du règlement serait publiée. Les activités de promotion de la conformité devraient être réduites jusqu'à un niveau de maintenance au fur et à mesure que les parties réglementées se familiariseraient aux exigences du projet de règlement. Les activités de promotion de la conformité menées auprès des exploitants et

sessions describing how to register and comply with regulatory obligations.

The proposed Regulations would be made under CEPA, and enforcement officers would, when verifying compliance, apply the Compliance and Enforcement Policy for CEPA. It is intended that Natural Resources Canada would also have a role in implementing the proposed Regulations through the decarbonization program.

Regulatory review

The effectiveness of the proposed Regulations would be subject to ongoing monitoring and regular reviews, including to ensure the sector is positioned to continue to deploy technically achievable emissions reductions, be a highly efficient and low-carbon source of fossil fuels as the globe shifts to lower carbon emissions and zero-carbon emission energy sources, and achieves net-zero by 2050. A review of the proposed Regulations would be undertaken, per the Department's regular practice and in line with the Cabinet Directive on Regulation. This review would conclude within five years after the proposed Regulations come into force and would inform the trajectory of the emissions cap for the post-2032 period.

Contacts

Industrial Greenhouse Gas Emissions Management
Division
Carbon Markets Bureau
Environmental Protection Branch
Department of the Environment
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: PlanPetrolieretGazier-OilandGasPlan@ec.gc.ca

Regulatory Analysis and Valuation Division
Economic Analysis Directorate
Strategic Policy Branch
Department of the Environment
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: RAVD.DARV@ec.gc.ca

des associations de l'industrie pourraient comprendre des webinaires et des séances d'information sur l'enregistrement et les obligations de conformité réglementaires.

Le projet de règlement serait pris en application de la LCPE, et les agents de l'application de la loi appliqueraient, lors de la vérification de la conformité, la Politique d'observation et d'application de la LCPE. Ressources naturelles Canada devrait également jouer un rôle dans la mise en œuvre du projet de règlement par l'entremise du programme de décarbonation.

Examen réglementaire

L'efficacité du projet de règlement ferait l'objet d'un suivi continu et d'examen réguliers, notamment pour s'assurer que le secteur soit bien positionné afin de continuer à déployer des mesures de réduction des émissions techniquement réalisables, d'être une source hautement efficiente de combustibles fossiles à faibles émissions de carbone à l'heure où le monde se tourne vers des sources d'énergie à faibles émissions de carbone et à émissions nulles de carbone, et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Un examen du projet de règlement serait entrepris, conformément à la pratique habituelle du Ministère et conformément à la Directive du Cabinet sur la réglementation. Cet examen se terminerai dans les cinq ans suivant l'entrée en vigueur du projet de règlement et orienterait la trajectoire du plafond d'émissions pour la période postérieure à 2032.

Personnes-ressources

Division de la gestion des émissions industrielles de gaz à effet de serre
Bureau des marchés du carbone
Direction générale de la protection de l'environnement
Ministère de l'Environnement
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : PlanPetrolieretGazier-OilandGasPlan@ec.gc.ca

Division de l'analyse réglementaire et de la valuation
Direction de l'analyse économique
Direction générale de la politique stratégique
Ministère de l'Environnement
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : RAVD.DARV@ec.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given, under subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, that the Governor in Council proposes to make the annexed *Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap Regulations* under subsection 93(1)^c, sections 286.1^d, 319 and 326^e and subsection 330(3.2)^f of that Act.

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^g of that Act and stating the reasons for the objection. Persons filing comments are strongly encouraged to use the online commenting feature that is available on the *Canada Gazette* website. Persons filing comments by any other means, and persons filing a notice of objection, should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and send the comments or notice of objection to the Industrial Greenhouse Gas Emissions Management Division, Environmental Protection Branch, Department of the Environment, 351 Saint-Joseph Boulevard, Gatineau, Quebec, K1A 0H3 (email: PlanPetrolieretGazier-OilandGasPlan@ec.gc.ca).

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

Ottawa, October 10, 2024

Wendy Nixon
Assistant Clerk of the Privy Council

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, que la gouverneure en conseil, en vertu du paragraphe 93(1)^c, des articles 286.1^d, 319 et 326^e et du paragraphe 330(3.2)^f de cette loi, se propose de prendre le *Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter au 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^g de la même loi. Ceux qui présentent des observations sont fortement encouragés à le faire au moyen de l'outil en ligne disponible à cet effet sur le site Web de la *Gazette du Canada*. Ceux qui présentent leurs observations par tout autre moyen, ainsi que ceux qui présentent un avis d'opposition, sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication du présent avis, et d'envoyer le tout à la Division de la gestion des émissions industrielles de gaz à effet de serre, Direction générale de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, 351, boul. Saint-Joseph, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (courriel : PlanPetrolieretGazier-OilandGasPlan@ec.gc.ca).

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

Ottawa, le 10 octobre 2024

La greffière adjointe du Conseil privé
Wendy Nixon

^a S.C. 2023, c. 12, s. 55

^b S.C. 1999, c. 33

^c S.C. 2023, c. 12, ss. 33(1) to (6)

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

^e S.C. 2023, c. 26, s. 620

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

^g S.C. 2023, c. 12, s. 56

^h S.C. 2023, c. 12, s. 50

^a L.C. 2023, ch. 12, art. 55

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2023, ch. 12, par. 33(1) à (6)

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

^e L.C. 2023, ch. 26, art. 620

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

^g L.C. 2023, ch. 12, art. 56

^h L.C. 2023, ch. 12, art. 50

Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap Regulations

Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier

Purpose

Purpose

1 The purpose of these Regulations is to reduce GHG emissions from certain activities carried out in the oil and gas sector by establishing a cap on GHG emissions.

Interpretation

Definitions

2 The following definitions apply in these Regulations.

Act means the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*Loi*)

annual threshold means 365 000 barrels of oil equivalent produced during a calendar year. (*seuil annuel*)

attributed GHGs means the quantity of GHGs attributed to a facility for a calendar year in accordance with section 17, expressed in carbon dioxide equivalent tonnes, that is reported in an annual report submitted under section 9 or, if applicable, reported in a corrected report submitted under section 14 or determined by the Minister under section 22. (*GES attribués*)

authorized official means

(a) in respect of an operator who is an individual, that individual or another individual who is authorized to act on their behalf;

(b) in respect of an operator that is a corporation, an officer of the corporation who is authorized to act on its behalf; and

(c) in respect of an operator that is another entity, an individual who is authorized to act on its behalf. (*agent autorisé*)

barrel means a volumetric unit that represents 0.15899 m³. (*baril*)

biomass means plants or plant materials, animal waste or any product made of either of these, including wood and wood products, bio-charcoal, agricultural residues, biologically derived organic matter in municipal and industrial wastes, landfill gas, bio-alcohols, pulping liquor, sludge digestion gas and fuel from animal or plant origin. (*biomasse*)

Objet

Objet

1 Le présent règlement a pour objet la réduction des émissions de GES provenant de certaines activités du secteur pétrolier et gazier par l'instauration de plafonds d'émissions de GES.

Définitions et application

Définitions

2 Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

activité industrielle Toute activité industrielle visée à la colonne 1 de la partie 1 de l'annexe 1. (*industrial activity*)

agent autorisé

a) S'agissant d'un exploitant qui est une personne physique, cet exploitant ou une personne physique autorisée à agir en son nom;

b) s'agissant d'un exploitant qui est une personne morale, celui de ses dirigeants autorisés à agir en son nom;

c) s'agissant d'un exploitant qui est une autre entité, la personne physique autorisée à agir en son nom. (*authorized official*)

baril Unité de volume qui représente 0,15899 m³. (*barrel*)

biomasse Vise les plantes ou matières végétales, déchets d'origine animale ou leurs produits dérivés, notamment le bois et les produits de bois, le charbon de bois, les résidus d'origine agricole, la matière organique d'origine biologique dans les déchets urbains et industriels, les gaz d'enfouissement, les bioalcools, la liqueur de cuisson, les gaz de digestion des boues ainsi que les combustibles d'origine animale ou végétale. (*biomass*)

condensats de gaz naturel Combinaison complexe d'hydrocarbures dont le nombre de carbones se situe principalement dans la gamme C₅-C₁₅ et qui ont été condensés pendant la production à la tête de puits, dans des usines de traitement du gaz naturel, dans des gazoducs ou dans des usines de chevauchement, y compris leurs distillats liquides ayant un nombre de carbones principalement dans la même gamme. (*natural gas condensates*)

Canadian offset credit means

(a) an offset credit issued under subsection 29(1) of the *Canadian Greenhouse Gas Offset Credit System Regulations*; or

(b) a unit or credit that is recognized under subsection 78(1) of the *Output-Based Pricing System Regulations* and meets the conditions set out in paragraphs 78(4)(a) to (d) of those Regulations. (*crédit compensatoire canadien*)

compliance period means the period that begins on January 1, 2030 and ends on December 31, 2032 and each subsequent period of three consecutive calendar years. (*période de conformité*)

compliance unit means

(a) an emissions allowance created and distributed under section 31;

(b) a decarbonization unit created under section 34; or

(c) a Canadian offset credit. (*unité de conformité*)

cumulative production means the production from all industrial activities carried out at all facilities of an operator, expressed in barrels of oil equivalent. (*production cumulée*)

facility means any building, structure, including a mobile or fixed offshore industrial unit, and equipment — including vehicles and other machinery — that are operated in a coordinated and complementary way for the purpose of carrying out an industrial activity and located on

(a) a single site or contiguous or adjacent sites;

(b) multiple sites that form a network in which a central processing site is connected by gathering pipelines with one or more well sites; or

(c) any site used in conjunction with an industrial activity, including a CO₂ storage site, tailings pond or wastewater lagoon or pond. (*installation*)

GHG means a substance referred to in any of items 65 to 70 in Part 2 of Schedule 1 to the Act. (*GES*)

industrial activity means an industrial activity set out in column 1 of Part 1 of Schedule 1. (*activité industrielle*)

marketable natural gas means natural gas that consists of at least 90% methane and that meets the specifications for pipeline transport and sale for general distribution to the public. (*gaz naturel commercialisable*)

material discrepancy means a discrepancy referred to in section 38. (*écart important*)

crédit compensatoire canadien Selon le cas :

a) crédit compensatoire émis au titre du paragraphe 29(1) du *Règlement sur le régime canadien de crédits compensatoires concernant les gaz à effet de serre*;

b) unité ou crédit reconnu au titre du paragraphe 78(1) du *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement* qui satisfait aux critères établis aux alinéas 78(4)a) à d) de ce règlement. (*Canadian offset credit*)

écart important Écart visé à l'article 38. (*material discrepancy*)

énergie thermique Énergie utile sous forme de vapeur ou d'eau chaude, destinée à être utilisée à des fins industrielles. (*thermal energy*)

exploitant Personne qui exerce toute autorité à l'égard d'une installation où des activités industrielles sont exercées. (*operator*)

gaz naturel commercialisable Gaz naturel qui consiste en au moins 90 % de méthane et qui satisfait aux spécifications pour le transport par pipeline et la vente pour distribution générale au public. (*marketable natural gas*)

GES Toute substance mentionnée à l'un des articles 65 à 70 de la partie 2 de l'annexe 1 de la Loi. (*GHG*)

GES attribués Pour une année civile donnée, quantité de GES attribuée à une installation en application de l'article 17 et qui est indiquée au rapport annuel prévu à l'article 9, exprimée en tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone, ou, le cas échéant, quantité de GES qui est attribuée à une installation dans le rapport corrigé prévu à l'article 14 ou par le ministre en vertu de l'article 22. (*attributed GHGs*)

installation Tout bâtiment, toute structure, y compris toute unité industrielle extracôtière mobile ou fixe, et tout équipement — véhicule et autre machinerie — qui sont exploités de façon intégrée et complémentaire, qui servent à l'exercice d'une activité industrielle et qui sont situés :

a) sur un site unique ou sur des sites contigus ou adjacents;

b) sur plusieurs sites formant un réseau dans lequel se trouve un site central de traitement qui est relié par des conduites de collecte à tout autre site où se trouve un ou des puits;

c) sur un site complémentaire à l'activité industrielle, notamment un lieu de stockage de CO₂, un bassin de résidus, une lagune d'eaux usées ou un bassin d'eaux usées. (*facility*)

monthly threshold means 30 000 barrels of oil equivalent produced during a month. (*seuil mensuel*)

natural gas condensates means a complex combination of hydrocarbons primarily in the carbon range of C₅ to C₁₅ that are condensed during production at a well head, in a natural gas processing plant, natural gas pipeline or straddle plant, including any of their liquid distillates that are primarily in that carbon range. (*condensats de gaz naturel*)

natural gas liquids means propane, butanes or pentanes plus, or a combination of them, obtained from the processing of raw natural gas or natural gas condensates. (*liquides de gaz naturel*)

new facility means a facility at which no industrial activity was carried out before January 1, 2026 and that is expected to emit at least 10 000 CO₂e tonnes of GHG in any of the first three calendar years during which industrial activities are carried out at the facility. (*nouvelle installation*)

operator means the person that has the charge, management or control of a facility at which industrial activities are carried out. (*exploitant*)

Quantification Methods means the document entitled *Quantification Methods for the Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap Regulations* that is published by the Minister. (*méthodes de quantification*)

specified emissions source means a source of emissions that is set out in Part 2 of Schedule 1. (*source spécifique d'émissions*)

thermal energy means useful energy in the form of steam or hot water that is intended to be used for an industrial purpose. (*énergie thermique*)

Incorporation by reference

3 (1) Subject to subsection (2), a reference to any document incorporated by reference into these Regulations is, unless otherwise indicated, a reference to the most recently published version of the document.

liquides de gaz naturel Propane, butanes et pentanes plus, ou toute combinaison de ceux-ci, obtenus par le traitement du gaz naturel brut ou de condensats de gaz naturel. (*natural gas liquids*)

Loi La Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999). (*Act*)

méthodes de quantification Document intitulé *Méthodes de quantification pour le Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier*, publié par le ministre. (*Quantification Methods*)

nouvelle installation S'entend d'une installation où aucune activité industrielle n'a été exercée avant le 1^{er} janvier 2026 et dont les émissions de GES prévues seront d'au moins 10 000 tonnes de CO₂e au cours d'une des trois premières années civiles d'activités industrielles. (*new facility*)

période de conformité Période commençant le 1^{er} janvier 2030 et se terminant le 31 décembre 2032 et, par la suite, toute période de trois années civiles consécutives. (*compliance period*)

production cumulée Production provenant de toutes les activités industrielles réalisées à toutes les installations d'un exploitant, exprimée en barils équivalent pétrole. (*cumulative production*)

seuil annuel Production de 365 000 barils équivalent pétrole effectuée au cours d'une année civile. (*annual threshold*)

seuil mensuel Production mensuelle de 30 000 barils équivalent pétrole. (*monthly threshold*)

source spécifique d'émissions Toute source d'émissions visée à la partie 2 de l'annexe 1. (*specified emissions source*)

unité de conformité S'entend de :

- a) toute allocation créée et distribuée au titre de l'article 31;
- b) toute unité de décarbonation créée en application de l'article 34;
- c) tout crédit compensatoire canadien. (*compliance unit*)

Incorporation par renvoi

3 (1) Sous réserve du paragraphe (2), toute mention d'un document incorporé par renvoi dans le présent règlement est, sauf indication contraire, un renvoi à sa plus récente version.

Quantification Methods

(2) The version of Quantification Methods to be complied with for a calendar year is the version that was most recently published before the beginning of that year.

Conversion to CO₂e tonnes

4 For the purposes of these Regulations, a quantity of a GHG, expressed in tonnes, is converted into carbon dioxide equivalent (CO₂e) tonnes by multiplying that quantity by the global warming potential set out for the GHG in Quantification Methods.

Deemed facility

5 Multiple facilities are deemed to be a single facility for the purposes of these Regulations if

- (a)** each facility has the same operator or, in the case of multiple operators, an operator in common;
- (b)** each facility is located in the same province; and
- (c)** no information regarding GHG emissions for the 2024 calendar year or any subsequent calendar year from any of the facilities was required in accordance with a notice published under subsection 46(1) of the Act.

Requirements of operator

6 An operator must comply with all requirements set out in these Regulations related to a facility — including the submission of reports, the remittance of compliance units and the maintenance of records — for any period that it is the operator of that facility.

PART 1**Registration and Reporting****Registration****Obligation — existing operator**

7 (1) An operator must register by submitting to the Minister the information set out in Schedule 2.

Obligation — new operator

(2) A person that expects to become an operator must, before emitting any GHGs from an industrial activity carried out at its facility, register by submitting to the Minister the information set out in Schedule 2.

Méthodes de quantification

(2) La version des méthodes de quantification à utiliser pour une année civile est la version la plus récemment publiée avant le début de cette année.

Conversion en tonnes de CO₂e

4 Pour l'application du présent règlement, toute quantité de GES, exprimée en tonnes, est convertie en tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (ci-après appelées tonnes de CO₂e) par la multiplication de la quantité de GES en question par son potentiel de réchauffement planétaire prévu dans les méthodes de quantification.

Installations réputées constituer une installation

5 Pour l'application du présent règlement, plusieurs installations sont réputées constituer une seule installation si, à la fois :

- a)** elles relèvent d'un même exploitant ou, si elles relèvent de plus d'un exploitant, elles ont au moins un exploitant en commun;
- b)** elles sont situées dans la même province;
- c)** aucun renseignement relatif aux émissions de GES des installations pour l'année civile 2024 ou toute année civile subséquente n'a été exigé par avis publié en application du paragraphe 46(1) de la Loi.

Obligations de l'exploitant

6 L'exploitant se conforme à toute obligation prévue par le présent règlement à l'égard d'une installation — notamment la transmission de rapports, la remise de toute unité de conformité et la tenue des registres — pour la période pendant laquelle il est l'exploitant de l'installation.

PARTIE 1**Enregistrement et rapports****Enregistrement****Obligation — exploitant existant**

7 (1) Tout exploitant est tenu de s'enregistrer auprès du ministre en lui transmettant les renseignements requis à l'annexe 2.

Obligation — nouvel exploitant

(2) Toute personne qui compte devenir un exploitant est tenue de s'enregistrer auprès du ministre en lui transmettant les renseignements requis à l'annexe 2 avant d'émettre tout GES provenant d'activités industrielles exercées à ses installations.

Date of registration

(3) An operator referred to in subsection (1) is registered beginning on the day on which the required information is submitted to the Minister and a person referred to in subsection (2) is registered on the day, indicated in the required information, that industrial activities are expected to begin.

Prohibition

GHG emissions – unregistered operator

8 An operator must not emit any GHG from any industrial activity carried out at its facility unless the operator is registered in accordance with section 7.

Annual Report

Annual report

9 (1) Beginning with the first calendar year after 2025 in which GHGs are emitted from an industrial activity carried out at a facility, the operator of the facility must submit to the Minister an annual report in respect of the facility no later than June 1 of the subsequent year.

Contents of annual report

(2) The annual report must contain the following information in respect of the calendar year in question:

- (a)** the information set out in Schedule 3;
- (b)** the production from each industrial activity carried out at the facility, determined in accordance with section 16;
- (c)** the quantity of GHGs attributed to the facility, determined in accordance with section 17; and
- (d)** the quantity of GHGs from all specified emissions sources at the facility, determined in accordance with section 18.

Exemption – 2026 and 2027

(3) Despite subsection (1), an operator is not required to submit an annual report for the 2026 and 2027 calendar years if

- (a)** the operator's cumulative production, as reported to one of the following authorities, was below the monthly threshold in each month from January 2024 to June 2025:
 - (i)** the province in which the facility is located,
 - (ii)** the Canada Energy Regulator,
 - (iii)** the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, and

Date d'enregistrement

(3) L'enregistrement prend effet à compter de la date à laquelle les renseignements requis sont transmis au ministre ou, s'agissant d'une personne visée au paragraphe (2), à compter de la date prévue pour le début des activités industrielles, indiquée dans les renseignements transmis.

Interdiction

Émissions de GES – exploitant non enregistré

8 Il est interdit à tout exploitant d'émettre des GES provenant de toute activité industrielle exercée à ses installations sauf s'il est enregistré conformément à l'article 7.

Rapport annuel

Rapport annuel

9 (1) À compter de la première année civile après 2025 où des GES sont émis d'une installation en raison d'activités industrielles qui y sont exercées, l'exploitant de l'installation transmet au ministre, à l'égard de cette installation, un rapport annuel au plus tard le 1^{er} juin qui suit l'année civile en cause.

Contenu du rapport annuel

(2) Le rapport annuel comprend, pour une année civile donnée, les renseignements suivants :

- a)** ceux qui sont prévus à l'annexe 3;
- b)** la production liée à chaque activité industrielle exercée à l'installation, calculée conformément à l'article 16;
- c)** la quantité de GES qui est attribuée à l'installation, calculée conformément à l'article 17;
- d)** la quantité de GES provenant de toute source spécifique d'émissions de l'installation, calculée conformément à l'article 18.

Exemption – 2026 et 2027

(3) Malgré le paragraphe (1), l'exploitant n'est pas tenu de transmettre au ministre un rapport annuel pour les années civiles 2026 et 2027 si, à la fois :

- a)** sa production cumulée, qui est déclarée à l'une des autorités ci-après, est inférieure au seuil mensuel pour les mois de janvier 2024 à juin 2025 :
 - (i)** la province où est située l'installation,
 - (ii)** la Régie canadienne de l'énergie,
 - (iii)** l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers,

(iv) the Canada–Newfoundland and Labrador Off-shore Petroleum Board; and

(b) no information regarding GHG emissions for the 2024 calendar year from any of the operator’s facilities was required in accordance with a notice published under subsection 46(1) of the Act.

Report on cumulative production

10 (1) An operator that is required to submit an annual report under section 9 must submit, together with the annual report, a report on cumulative production for the calendar year.

Contents of report on cumulative production

(2) The report on cumulative production must contain the following information:

- (a)** the information set out in Schedule 4; and
- (b)** the operator’s cumulative production, determined in accordance with Quantification Methods.

Compression of natural gas

(3) For the purposes of paragraph (2)(b), the operator of a facility at which the industrial activity referred to in item 6 of Part 1 of Schedule 1 is carried out must determine, in accordance with Quantification Methods, the production from that activity in volume of natural gas throughput, expressed in 1 000 m³ of natural gas equivalent.

Verification of annual report

11 (1) An operator must have the annual report referred to in section 9 verified by a verification body.

Corrections

(2) If the verification body identifies an error or omission during the verification of an annual report, the operator must

- (a)** correct the error or omission before submitting the annual report; or
- (b)** submit to the Minister, together with the annual report, the reason that the error or omission was not corrected.

Verification report

(3) The operator must submit, together with the annual report, the verification report prepared by the verification body.

Errors and omissions

12 (1) If, within five years after the day on which an annual report is submitted under section 9, an operator becomes aware of an error or omission in the report, the operator must notify the Minister in writing within 30 days after the day on which the operator becomes aware of the error or omission.

(iv) l’Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers;

(b) aucun renseignement relatif aux émissions de GES de ses installations pour l’année civile 2024 n’a été exigé par avis publié en application du paragraphe 46(1) de la Loi.

Rapport de production cumulée

10 (1) L’exploitant qui est tenu de transmettre le rapport annuel visé à l’article 9 joint à celui-ci un rapport concernant la production cumulée pour l’année civile en cause.

Contenu du rapport de production cumulée

(2) Le rapport de production cumulée comprend les renseignements suivants :

- a)** ceux qui sont prévus à l’annexe 4;
- b)** la production cumulée déterminée conformément aux méthodes de quantification.

Compression de gaz naturel

(3) Pour l’application de l’alinéa (2)b), l’exploitant d’une installation où est exercée une activité industrielle visée à l’article 6 de la partie 1 de l’annexe 1 détermine la production de cette activité, conformément aux méthodes de quantification, en volume de gaz naturel qui a été comprimé, exprimé en 1 000 m³ de gaz naturel équivalent.

Vérification du rapport annuel

11 (1) L’exploitant fait vérifier le rapport annuel prévu à l’article 9 par un organisme de vérification.

Corrections

(2) Si l’organisme de vérification décèle une erreur ou une omission lors de la vérification du rapport annuel, l’exploitant est tenu :

- a)** soit de corriger, avant de transmettre le rapport annuel, toute erreur ou toute omission décelée;
- b)** soit de joindre au rapport annuel les raisons pour lesquelles l’erreur ou l’omission n’a pas été corrigée.

Rapport de vérification

(3) L’exploitant joint au rapport annuel le rapport de vérification préparé par l’organisme de vérification.

Erreur ou omission

12 (1) Si, dans les cinq années qui suivent la date à laquelle le rapport annuel prévu à l’article 9 est transmis, l’exploitant constate toute erreur ou omission, il en avise le ministre, par écrit, dans les trente jours suivant la date à laquelle il en a fait le constat.

Contents of notice**(2) The notice must**

- (a)** describe the error or omission;
- (b)** indicate whether the error or omission is quantitative or qualitative; and
- (c)** if the error or omission is quantitative, indicate whether
 - (i)** the error or omission increased or decreased attributed GHGs or production from any industrial activity,
 - (ii)** in the case of an error or omission in relation to attributed GHGs, the error or omission is below, equal to or above the correction threshold referred to in section 13, and
 - (iii)** the error or omission would have constituted a material discrepancy if it had been identified during the verification of the annual report.

Identification by Minister

(3) The Minister must notify the operator in writing that the operator must submit a corrected report that meets the requirements set out in section 14 if, within five years after the day on which an annual report is submitted under section 9, the Minister identifies an error or omission in the report that

- (a)** is equal to or above the correction threshold referred to in section 13; or
- (b)** would have constituted a material discrepancy if it had been identified during the verification of the annual report.

Correction threshold

13 For the purposes of sections 12 and 14, an error or omission in relation to attributed GHGs reported in an annual report is equal to or above the correction threshold if

- (a)** the value described in A in the formula set out in paragraph (b) is at least 1 000 CO₂e tonnes; or
- (b)** the result of the following formula, expressed as a percentage, is at least 2% and the value described in A is at least 10 CO₂e tonnes:

$$A \div B$$

where

- A** is the absolute value of the net result of all overstatements and understatements identified by the operator under subsection 12(1) or by the Minister under subsection 12(3), expressed in CO₂e tonnes, and

Contenu de l'avis**(2) L'avis contient les éléments suivants :**

- a)** une description de l'erreur ou de l'omission;
- b)** une déclaration qui indique si l'erreur ou l'omission est quantitative ou qualitative;
- c)** dans le cas d'une erreur ou d'une omission quantitative :
 - (i)** une déclaration qui indique si l'erreur augmente ou diminue les GES attribués ou la production liée à toute activité industrielle,
 - (ii)** dans le cas d'une erreur ou d'une omission portant sur les GES attribués, une déclaration qui indique si celle-ci est en-dessous ou au-dessus du seuil de correction visé à l'article 13 ou est égale à ce seuil,
 - (iii)** le cas échéant, si l'erreur ou l'omission aurait constitué un écart important si elle avait été relevée lors de la vérification du rapport annuel.

Constat du ministre

(3) Le ministre avise l'exploitant par écrit de lui transmettre le rapport corrigé prévu à l'article 14 s'il constate, dans les cinq années qui suivent la date à laquelle le rapport annuel prévu à l'article 9 a été transmis, une erreur ou une omission qui :

- a)** est égale ou supérieure au seuil de correction visé à l'article 13;
- b)** aurait constitué un écart important si elle avait été relevée lors de la vérification du rapport annuel.

Seuil de correction

13 Pour l'application des articles 12 et 14, l'erreur ou l'omission qui vise les GES attribués rapportés dans le rapport annuel est égale ou supérieure au seuil de correction dans les cas suivants :

- a)** la valeur de l'élément A de la formule ci-après est d'au moins 1 000 tonnes de CO₂e;
- b)** le résultat du calcul prévu à la formule ci-après, exprimé en pourcentage, est d'au moins de 2 % et la valeur de l'élément A est d'au moins de 10 tonnes de CO₂e :

$$A \div B$$

où :

- A** représente la valeur absolue de la somme nette des surévaluations et des sous-évaluations constatées par l'exploitant au titre du paragraphe 12(1) ou par

B is the attributed GHGs reported in the annual report.

Corrected report

14 (1) An operator must submit a corrected report to the Minister

(a) within 60 days after the day on which the notice is sent under subsection 12(1) or (3) if the error or omission is equal to or above the correction threshold referred to in section 13 but would not have constituted a material discrepancy if it had been identified during the verification of the annual report; and

(b) within 120 days after the day on which the notice is sent under subsection 12(1) or (3) if the error or omission would have constituted a material discrepancy if it had been identified during the verification of the annual report.

Contents of corrected report

(2) The corrected report must include the information referred to in subsection 9(2) and the following information:

(a) the corrections made to the information submitted in the annual report;

(b) the circumstances that led to the error or omission;

(c) the reasons why the error or omission was not previously detected; and

(d) the measures that have been and will be implemented to avoid errors or omissions of the same type.

Verification of corrected report

(3) If the error or omission would have constituted a material discrepancy if it had been identified during the verification of the annual report, the operator must have the corrected report verified by a verification body.

Verification report

(4) The operator must submit, together with the corrected report, the verification report prepared by the verification body if required under subsection (3).

Verification requirements

15 The operator must ensure that a verification body that verifies an annual report or a corrected report

(a) meets the requirements set out in section 37;

le ministre au titre du paragraphe 12(3), exprimée en tonnes de CO₂e,

B les GES attribués rapportés dans le rapport annuel.

Rapport corrigé

14 (1) L'exploitant transmet au ministre un rapport corrigé dans les délais suivants :

a) s'agissant d'une erreur ou d'une omission égale ou supérieure au seuil de correction visé à l'article 13 et qui n'aurait pas constitué un écart important si elle avait été relevée lors de la vérification du rapport annuel, soixante jours après la date de transmission de l'avis prévu aux paragraphes 12(1) ou (3);

b) s'agissant d'une erreur ou d'une omission qui aurait constitué un écart important si elle avait été relevée lors de la vérification du rapport annuel, cent vingt jours après la date de transmission de l'avis prévu aux paragraphes 12(1) ou (3).

Contenu du rapport corrigé

(2) Le rapport corrigé comprend les renseignements prévu au paragraphe 9(2) de même que les renseignements suivants :

a) toute correction apportée aux renseignements transmis dans le rapport annuel;

b) les circonstances qui ont donné lieu à l'erreur ou à l'omission;

c) la raison pour laquelle l'erreur ou l'omission n'ont pas été décelées plus tôt;

d) les mesures prévues ou celles qui sont déjà mises en œuvre afin d'éviter les erreurs ou omissions du même type.

Vérification du rapport corrigé

(3) S'agissant d'une erreur ou d'une omission qui aurait constitué un écart important si elle avait été relevée lors de la vérification du rapport annuel, l'exploitant fait vérifier le rapport corrigé par un organisme de vérification.

Vérification

(4) L'exploitant joint au rapport corrigé le rapport de vérification préparé par l'organisme de vérification si une vérification est requise en application du paragraphe (3).

Obligation de vérification

15 L'exploitant veille à ce que la vérification de tout rapport annuel et de tout rapport corrigé soit réalisée par un organisme de vérification qui :

a) remplit les critères prévus à l'article 37;

(b) is not in conflict of interest within the meaning of section 39;

(c) conducts the number of facility visits required by section 40; and

(d) includes in the verification report all of the information set out in Schedule 5.

b) n'est pas en situation de conflit d'intérêts au sens de l'article 39;

c) effectue le nombre de visites requises en application de l'article 40;

d) consigne dans son rapport de vérification tout renseignement visé à l'annexe 5.

Quantification of Production and GHGs

Quantification of Production

Production

16 The operator must determine, in accordance with Quantification Methods, the production from each industrial activity carried out at each of its facilities during a calendar year in the unit of measurement set out in column 2 of Part 1 of Schedule 1 for that industrial activity.

Quantification of GHGs

Attributed GHGs

17 (1) The operator must determine the quantity of GHGs attributed to its facility for a calendar year in accordance with the formula

$$A - B + C - D + E - F$$

where

- A** is the quantity of GHGs from all specified emissions sources at the facility, determined in accordance with section 18;
- B** is the quantity of CO₂ determined in accordance with section 19;
- C** is the quantity of GHGs resulting from the production of thermal energy outside the facility that is supplied to the facility during the calendar year;
- D** is the quantity of GHGs resulting from the production of thermal energy that is transferred from the facility during the calendar year;
- E** is the quantity of GHGs resulting from the production of hydrogen outside the facility that is supplied to the facility during the calendar year; and
- F** is the quantity of GHGs resulting from the production of hydrogen that is transferred from the facility during the calendar year.

Quantification de la production et de GES

Quantification de la production

Production

16 Pour chaque année civile, l'exploitant détermine, conformément aux méthodes de quantification, la production liée à toute activité industrielle exercée à chacune de ses installations et l'exprime selon l'unité de mesure prévue à la colonne 2 de la partie 1 de l'annexe 1 pour l'activité industrielle.

Quantification de GES

GES attribués

17 (1) L'exploitant calcule la quantité de GES qui est attribuée à l'installation, pour une année civile donnée, selon la formule suivante :

$$A - B + C - D + E - F$$

où :

- A** représente la quantité de GES provenant de toute source spécifique d'émissions de l'installation, calculée conformément à l'article 18;
- B** la quantité de CO₂ déterminée conformément à l'article 19;
- C** la quantité de GES provenant de la production de l'énergie thermique fournie à l'installation durant l'année civile;
- D** la quantité de GES provenant de la production de l'énergie thermique à l'installation qui est acheminée ailleurs durant l'année civile;
- E** la quantité de GES provenant de la production de l'hydrogène fournie à l'installation durant l'année civile;
- F** la quantité de GES provenant de la production de l'hydrogène à l'installation qui est acheminée ailleurs durant l'année civile.

Elements B to F

(2) The quantities referred to in the descriptions of B to F in the formula set out in subsection (1) are determined in accordance with Quantification Methods and expressed in CO₂e tonnes.

Elements D or F

(3) A quantity of GHGs may be included for the purposes of D or F in the formula set out in subsection (1) only if it has been included in the quantity referred to in the description of A in that formula.

Biomass

(4) Any quantity of CO₂ from biomass, determined in accordance with Quantification Methods, is not included in the quantity of GHGs referred to in the descriptions of A to F in the formula set out in subsection (1).

Rounding

(5) If the result from the determination under subsection (1) is not a whole number, the result is to be rounded to the nearest whole number or, if the number is equidistant between two whole numbers, to the higher number.

Determination of GHGs from a facility

18 (1) The operator must determine the quantity of GHGs from the facility during a calendar year, expressed in CO₂e tonnes, in accordance with the formula

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{i,j} \times GWP_j$$

where

$E_{i,j}$ is the quantity of GHG “j” from the facility for each specified emissions source “i” during the calendar year, expressed in tonnes, determined in accordance with Quantification Methods;

GWP_j is the global warming potential set out in Quantification Methods for GHG “j”;

i is the i^{th} specified emissions source, where $1 \leq i \leq n$ and where n is the number of specified emissions sources; and

j is the j^{th} GHG, where $1 \leq j \leq m$ and where m is the number of GHGs.

Electricity

(2) Any quantity of GHGs resulting from the production of electricity, determined in accordance with Quantification Methods, is not included in the quantity of GHGs determined under subsection (1).

Éléments B à F

(2) Toute quantité visée à l'un des éléments B à F de la formule prévue au paragraphe (1) est calculée selon les méthodes de quantification et exprimée en tonnes de CO₂e.

Éléments D ou F

(3) Seule la quantité de GES qui a été comptabilisée sous l'élément A de la formule prévue au paragraphe (1) peut être comptabilisée sous les éléments D ou F de cette formule.

Biomasse

(4) La quantité de CO₂ qui est établie selon les méthodes de quantification et qui provient de la biomasse n'est pas comptabilisée sous les éléments A à F de la formule prévue au paragraphe (1).

Arrondissement

(5) Si le résultat obtenu en application du paragraphe (1) n'est pas un nombre entier, il est arrondi au nombre entier le plus près ou, s'il est équidistant entre deux nombres entiers, au nombre entier le plus élevé.

Calcul de la quantité de GES provenant d'une installation

18 (1) L'exploitant calcule la quantité de GES provenant de l'installation durant une année civile, exprimée en tonnes de CO₂e, selon la formule suivante :

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{i,j} \times PRP_j$$

où :

$E_{i,j}$ représente la quantité du GES « j » provenant de l'installation pour la source spécifique d'émissions « i » durant l'année civile et calculée selon les méthodes de quantification, exprimée en tonne;

PRP_j le potentiel de réchauffement planétaire prévu dans les méthodes de quantification du GES « j »;

i la i^{e} source spécifique d'émissions « i », telle que $1 \leq i \leq n$, où n représente le nombre de sources spécifiques d'émissions;

j le j^{e} GES « j », tel que $1 \leq j \leq m$, où m représente le nombre de GES.

Électricité

(2) Pour l'application du paragraphe (1), n'est pas comptabilisée la quantité de GES qui est établie selon les méthodes de quantification et qui provient de la production d'électricité.

Missing data

(3) If the data required to quantify the GHGs from a facility are missing for a period of a calendar year, replacement data for that period must be calculated in accordance with Quantification Methods.

Sampling, analysis and measurement

(4) The operator must comply with all sampling, analysis and measurement requirements set out in Quantification Methods for the purposes of determining a quantity of GHGs.

CO₂ storage

19 (1) A quantity of CO₂ may be included in the quantity referred to in the description of B in the formula set out in subsection 17(1) only if it has been included in the quantity referred to in the description of A in that formula, captured at the facility and permanently stored in a storage project that meets the following criteria:

- (a)** the geological site into which the CO₂ is injected is
 - (i)** a deep saline aquifer the sole purpose of which is storage of CO₂, or
 - (ii)** a depleted oil reservoir for the purpose of enhanced oil recovery using a closed loop system; and
- (b)** the CO₂ stored for the purposes of the project is captured, transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province or the laws of the United States or one of its states.

Factor

(2) Any quantity of CO₂ that has been stored in a geological site referred to in paragraph (1)(a) must be multiplied by 0.995 before being included in the quantity referred to in the description of B in the formula set out in subsection 17(1).

Measurement**Measuring device**

20 Any measuring device that is used to determine a quantity under these Regulations must comply with Quantification Methods or, in the absence of an applicable requirement set out in Quantification Methods, must

- (a)** be installed, operated, maintained and calibrated in accordance with the manufacturer's specifications or, if those specifications are not available, with any applicable generally recognized national or international industry standard; and
- (b)** maintain accuracy within $\pm 5\%$.

Données manquantes

(3) Si des données requises pour calculer la quantité de GES sont manquantes pour une période de l'année civile, des données de remplacement sont établies pour cette période selon les méthodes de quantification.

Échantillonnage, analyse et mesure

(4) Lorsqu'il détermine une quantité de GES, l'exploitant respecte les exigences d'échantillonnage, d'analyse et de mesure établies dans les méthodes de quantification.

Stockage de CO₂

19 (1) Seule peut être comptabilisée sous l'élément B de la formule prévue au paragraphe 17(1) la quantité de CO₂ captée à l'installation, qui a été comptabilisée sous l'élément A de cette même formule et qui est stockée de façon permanente dans le cadre d'un projet de stockage qui respecte les critères suivants :

- a)** le CO₂ est injecté dans un site de géologique :
 - (i)** soit dans le seul but de le stocker dans un aquifère salin profond,
 - (ii)** soit dans le but de permettre la récupération assistée d'hydrocarbures, en boucle fermée, dans un gisement de pétrole épuisé;
- b)** le CO₂ stocké pour les besoins du projet est capté, transporté et stocké conformément aux lois fédérales ou provinciales ou aux lois des États-Unis ou de l'un de ses États.

Facteur

(2) Toute quantité de CO₂ qui est stockée dans un site géologique visé à l'alinéa (1)a) est multipliée par un facteur de 0,995 avant d'être comptabilisée sous l'élément B de la formule prévue au paragraphe 17(1).

Mesure**Instrument de mesure**

20 Tout instrument de mesure utilisé pour déterminer toute quantité requise en application du présent règlement doit satisfaire aux exigences établies dans les méthodes de quantification ou, en l'absence d'exigences applicables dans les méthodes de quantification, satisfaire aux exigences suivantes :

- a)** être mis en place, utilisé, entretenu et étalonné conformément aux indications du fabricant ou, si celles-ci ne sont pas disponibles, à toute norme applicable généralement reconnue par l'industrie à l'échelle nationale ou internationale;
- b)** maintenir une exactitude de $\pm 5\%$.

Continuous emissions monitoring system

21 If a continuous emissions monitoring system is used to quantify GHGs for the purposes of these Regulations, the operator must ensure that the system complies with the requirements set out in Quantification Methods.

Minister's Determination**Determination**

22 (1) The Minister may, for a calendar year, determine a facility's production or the quantity of GHGs attributed to a facility if

- (a) a material discrepancy exists in relation to the facility's attributed GHGs or production; or
- (b) the verification opinion referred to in paragraph 3(n) of Schedule 5 indicates that it is not possible to determine that a material discrepancy exists or that the annual report or corrected report was prepared in accordance with these Regulations.

Elements

(2) For the purposes of subsection (1), the Minister must take into account the following:

- (a) the annual report and the verification report for the calendar year, if any, and any previous reports;
- (b) any information provided to the Minister in accordance with a notice published under subsection 46(1) of the Act;
- (c) any information related to the GHGs from the facility or the facility's production provided to a province, the Canada Energy Regulator, the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board or the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board;
- (d) if the determination is about a facility's production, information in respect of industrial activities carried out in Canada or in other jurisdictions that are similar to those carried out at the facility;
- (e) if the determination is about the facility's attributed GHGs, accepted quantification methods used to determine the quantity of GHGs from facilities engaged in the same industrial activity or in the same type of industrial activity as the facility; and
- (f) any other information provided by the operator.

Système de mesure et d'enregistrement

21 Si, pour l'application du présent règlement, un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions est utilisé pour quantifier les GES, l'exploitant veille à ce que le système soit conforme aux exigences établies dans les méthodes de quantification.

Détermination par le ministre**Détermination**

22 (1) Le ministre peut, pour toute année civile donnée, déterminer la production de toute installation ou la quantité de GES qui est attribuée à l'installation, dans les situations suivantes :

- a) il existe un écart important à l'égard de la production de l'installation ou des GES attribués de l'installation;
- b) l'avis visé à l'alinéa 3n) de l'annexe 5 fait mention de l'impossibilité de conclure qu'un écart important existe ou que le rapport annuel ou le rapport corrigé a été établi en conformité avec le présent règlement.

Éléments considérés

(2) Pour l'application du paragraphe (1), le ministre tient compte des éléments suivants :

- a) du rapport annuel et du rapport de vérification qui lui ont été transmis pour l'année civile visée, de même que tout autre rapport antérieur;
- b) de tout renseignement qui lui a été communiqué en application de tout avis visé au paragraphe 46(1) de la Loi;
- c) tout renseignement relatif à la production de l'installation ou aux GES provenant de l'installation transmis à la province où est située l'installation, à la Régie canadienne de l'énergie, à l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers ou à l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers;
- d) s'agissant de déterminer la production liée à l'installation, tout renseignement concernant toute activité industrielle exercée au Canada ou ailleurs qui est semblable à celle exercée à l'installation;
- e) s'agissant de déterminer les GES attribués de l'installation, toute méthode reconnue utilisée pour établir la quantité de GES provenant de toute activité industrielle semblable à celle exercée à l'installation;
- f) tout autre renseignement transmis par l'exploitant.

Request by Minister

(3) The operator must provide to the Minister, within the time limit specified by the Minister, any information requested by the Minister that is necessary to determine the facility's attributed GHGs or production.

Missing report

(4) If the annual report, the verification report or, if any, the corrected report required for a calendar year is not submitted to the Minister, the facility's production referred to in section 16 is deemed to be zero and the Minister must determine the facility's attributed GHGs based on the information referred to in subsection (2).

Notice

(5) The Minister must notify the operator, in writing, of a determination made under this section.

PART 2**Emissions Cap, Remittance of Compliance Units and Distribution of Emissions Allowances****Emissions Cap****Calculation of emissions cap**

23 The emissions cap for each calendar year of a compliance period is equal to 73% of the sum of the attributed GHGs for the 2026 calendar year of each facility for which an annual report was required for that year.

Prohibition**Prohibition**

24 An operator referred to in section 26 must not emit any GHG from any industrial activity carried out at its facility unless the operator remits the compliance units required by section 25.

Remittance**Remittance obligation**

25 (1) An operator referred to in section 26 must remit to the Minister, no later than January 31 of the year that is two years after the end of a compliance period, one compliance unit for each CO₂e tonne of its facility's attributed GHGs for each calendar year of that compliance period.

Demande du ministre

(3) À la demande du ministre, l'exploitant lui transmet, dans le délai précisé, tout renseignement nécessaire pour lui permettre de déterminer les GES attribués de l'installation ou la production de l'installation.

Absence de rapport

(4) Si le rapport annuel, le rapport de vérification ou, le cas échéant, le rapport corrigé requis pour une année civile donnée n'ont pas été transmis au ministre, la production visée à l'article 16 est réputée être égale à zéro et le ministre détermine les GES attribués de l'installation à partir de tout élément visé au paragraphe (2).

Avis

(5) Le ministre avise l'exploitant par écrit de toute détermination établie en vertu du présent article.

PARTIE 2**Plafonds d'émissions, remise d'unités de conformité et distribution d'allocations****Plafonds d'émissions****Calcul du plafond d'émissions**

23 Est établi, pour chaque année civile comprise dans la période de conformité, un plafond d'émissions égal à 73 % de la totalité, pour l'année civile 2026, des GES attribués de chacune des installations pour lesquelles un rapport annuel est requis pour l'année en cause.

Interdiction**Interdiction**

24 Il est interdit à tout exploitant visé à l'article 26 d'émettre des GES en conséquence de toute activité industrielle exercée à son installation, sauf s'il remet les unités de conformité requises au titre de l'article 25.

Remise**Obligation de remise**

25 (1) L'exploitant visé à l'article 26 remet au ministre une unité de conformité pour chaque tonne de CO₂e de GES attribués de son installation pour chaque année civile d'une période de conformité au plus tard le 31 janvier de la deuxième année suivant la fin de cette période de conformité.

Interim remittance

(2) The operator must remit a number of compliance units equal to at least 30% of attributed GHGs for each of the first and second years of a compliance period no later than

(a) January 31 of the year that is two years after the first year of a compliance period, in the case of the attributed GHGs for that year; and

(b) January 31 of the year that is two years after the second year of a compliance period, in the case of the attributed GHGs for that year.

New facility

(3) For the purposes of this section, a new facility's attributed GHGs are deemed to be zero until January 1 of the year that is five calendar years after the year in which industrial activities begin at the new facility.

Start of remittance

26 (1) Subject to subsections (2) and (3), an operator whose cumulative production in a calendar year is equal to or above the annual threshold is subject to section 25 beginning on January 1 of the calendar year that is two years after the year in which the operator's cumulative production, as reported under section 10, is equal to or above the annual threshold.

Operation of an existing facility

(2) An operator that takes over the operation of a facility from which the quantity of GHGs, calculated in accordance with section 18 and reported in the facility's most recent annual report, is equal to or above 10 000 CO₂e tonnes is subject to section 25 beginning in the year that the operator takes over the operation of the facility.

Remittance beginning in 2030

(3) An operator whose cumulative production in any of the 2026 to 2028 calendar years, as reported under section 10, is equal to or above the annual threshold is subject to section 25 beginning in 2030.

End of remittance obligation

27 An operator is no longer subject to section 25 beginning on January 1 of the year following four consecutive calendar years during which the operator's cumulative production, as reported under section 10, is less than half of the annual threshold.

Eligible compliance units

28 (1) The compliance units that are remitted under section 25 must meet the following requirements:

(a) at least 80% of the compliance units must be emissions allowances;

Remise partielle

(2) Pour chacune des deux premières années de la période de conformité, l'exploitant remet un nombre d'unités de conformité équivalent à au moins 30 % des GES attribués au plus tard :

a) s'agissant de GES attribués pour la première année de la période de conformité, le 31 janvier de la deuxième année suivant cette année;

b) s'agissant de GES attribués pour la deuxième année de la période de conformité, le 31 janvier de la deuxième année suivant cette année.

Nouvelle installation

(3) Pour l'application du présent article, les GES attribués d'une nouvelle installation sont réputés être nuls jusqu'au 1^{er} janvier de la cinquième année civile qui suit l'année marquant le début des activités industrielles à cette nouvelle installation.

Début de l'application de la remise

26 (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), l'exploitant dont la production cumulée pendant une année civile est égale ou supérieure au seuil annuel est visé par la remise prévue à l'article 25 à compter du 1^{er} janvier de la deuxième année civile qui suit celle où sa production cumulée, selon le rapport prévu à l'article 10, est égale ou supérieure au seuil annuel.

Exploitation d'une installation existante

(2) L'exploitant qui reprend l'exploitation d'une installation dont la quantité de GES, selon le calcul prévu à l'article 18 et le rapport annuel le plus récent à l'égard de l'installation, est égale ou supérieure à 10 000 tonnes de CO₂e est visé par la remise prévue à l'article 25 dès l'année civile où il reprend l'exploitation de l'installation.

Remise dès 2030

(3) Est visé par la remise prévue à l'article 25, dès l'année 2030, l'exploitant dont la production cumulée, selon le rapport prévu à l'article 10, est égale ou supérieure au seuil annuel pour les années civiles 2026, 2027 ou 2028.

Cessation de l'obligation de remise

27 L'exploitant cesse d'être visé par la remise prévue à l'article 25 à compter du 1^{er} janvier de l'année qui suit une séquence de quatre années civiles durant lesquelles sa production cumulée, selon le rapport prévu à l'article 10, est inférieure à la moitié du seuil annuel.

Unités de conformité pouvant être remises

28 (1) Les unités de conformité pouvant être remises en application de l'article 25 respectent les exigences suivantes :

a) au moins 80 % d'entre elles sont des allocations;

(b) no more than 10% of the compliance units may be decarbonization units;

(c) no more than 20% of the compliance units may be Canadian offset credits;

(d) any emissions allowance must have been distributed for the compliance period for which the remittance is made or for the preceding compliance period;

(e) any Canadian offset credit must be associated with GHG reductions or removals that occurred no more than five calendar years before the compliance period for which the remittance is made; and

(f) in the case of a decarbonization unit, the contribution made to create the decarbonization unit must correspond to a calendar year in the compliance period for which the remittance is made.

Cross-recognition

(2) An operator may remit the same Canadian offset credit to fulfill a requirement under both section 25 and an eligible system referred to in subsection (3) if, under that eligible system, the Canadian offset credit is remitted

(a) for a calendar year in the same compliance period for which remittance is made under section 25;

(b) in relation to an industrial activity carried out in the same province as the facility in respect of which remittance is made under section 25; and

(c) to fulfill a requirement other than a requirement that relates to an extraordinary situation, such as to replace a cancelled credit or as compensation for non-compliance with a requirement.

Eligible systems

(3) The eligible systems are

(a) a system for pricing GHG emissions established under Division 1 of Part 2 of the *Greenhouse Gas Pollution Pricing Act*; and

(b) a provincial carbon pricing system that is subject to a recognition agreement between the Minister and a province and which is on the list published on the Department of the Environment's website.

Request by Minister

(4) The operator must provide to the Minister, within the time limit specified by the Minister, any information requested by the Minister that is necessary to determine eligibility to remit a Canadian offset credit under this section.

b) au plus 10 % d'entre elles sont des unités de décarbonation;

c) au plus 20 % d'entre elles sont des crédits compensatoires canadiens;

d) s'agissant d'allocations, celles-ci ont été attribuées pour la période de conformité visée par la remise ou pour celle qui la précède;

e) s'agissant de crédits compensatoires canadiens, ceux-ci sont associés à une réduction ou à un retrait de GES ayant eu lieu dans les cinq années civiles qui précèdent la période de conformité visée par la remise;

f) s'agissant d'une unité de décarbonation, la contribution versée pour créer l'unité vise une année civile comprise dans la période de conformité pour laquelle la remise est effectuée.

Reconnaissance croisée

(2) Un exploitant peut remettre un même crédit compensatoire canadien pour répondre aux exigences prévues à l'article 25 et à celles d'un système reconnu au titre du paragraphe (3) si, au titre de ce système, le crédit qui est remis, à la fois :

a) vise une année civile comprise dans la période de conformité pour laquelle la remise est effectuée en application de l'article 25;

b) vise une activité industrielle exercée dans la même province où est située l'installation pour laquelle la remise est effectuée en application de l'article 25;

c) vise à répondre à des exigences autres que celles visant une situation extraordinaire telle le remplacement d'une unité annulée ou la réponse à un manquement.

Système reconnu

(3) Est un système reconnu :

a) tout système de tarification des GES qui est mis en place au titre de la section 1 de la partie de 2 de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*;

b) tout système de tarification provincial du carbone qui fait l'objet d'une entente de reconnaissance entre la province et le ministre et dont le nom figure sur la liste publiée sur le site Web du ministère de l'Environnement.

Demande du ministre

(4) À la demande du ministre, l'exploitant lui transmet, dans le délai précisé, tout renseignement nécessaire pour lui permettre d'évaluer l'admissibilité de tout crédit compensatoire canadien remis au titre du présent article.

Corrected report

29 (1) If, after the deadline set out in subsection 25(1), an operator submits a corrected report under section 14 that indicates that attributed GHGs are higher than the amount initially reported, the Minister must notify the operator of the number of compliance units that the operator must remit to the Minister.

Remittance obligation

(2) The operator must remit to the Minister the number of compliance units referred to in the notice no later than January 31 of the year that is two calendar years after the day on which the Minister provides the notice.

Eligible compliance units

(3) The compliance units that are remitted under subsection (2) must meet the following requirements:

- (a)** at least 80% of the compliance units must be emissions allowances;
- (b)** no more than 10% of the compliance units may be decarbonization units;
- (c)** no more than 20% of the compliance units may be Canadian offset credits;
- (d)** any emissions allowance must have been distributed in the three calendar years before the deadline set out in subsection (2);
- (e)** any Canadian offset credit must be associated with GHG reductions or removals that occurred no more than five calendar years before the deadline set out in subsection (2); and
- (f)** in the case of a decarbonization unit, the contribution made to create the decarbonization unit must correspond to the calendar year in which the Minister provides the notice referred to in subsection (2).

Cancelled Canadian offset credit

30 (1) If, within five years after the day on which an operator remits to the Minister a Canadian offset credit referred to in paragraph (b) of the definition *Canadian offset credit* in section 2, the issuing province cancels and does not provide a mechanism to replace the Canadian offset credit, the Minister must notify the operator of the number of Canadian offset credits that were cancelled by the province and the number of compliance units that the operator must remit to the Minister.

Remittance obligation

(2) The operator must remit to the Minister the number of compliance units referred to in the notice no later than January 31 of the year that is two calendar years after the day on which the Minister provides the notice.

Rapport corrigé

29 (1) Si, après le délai prévu au paragraphe 25(1), l'exploitant transmet au ministre le rapport corrigé prévu à l'article 14 dans lequel il appert que les GES attribués sont plus élevés que ceux initialement rapportés, le ministre avise l'exploitant du nombre d'unités de conformité qui doivent lui être remises.

Obligation de remise

(2) L'exploitant remet au ministre le nombre d'unités de conformité visé par l'avis, au plus tard le 31 janvier de la deuxième année civile suivant la date à laquelle le ministre remet l'avis.

Unités de conformité pouvant être remises

(3) Les unités de conformité pouvant être remises au titre du paragraphe (2) respectent les exigences suivantes :

- a)** au moins 80 % d'entre elles sont des allocations;
- b)** au plus 10 % d'entre elles sont des unités de décarbonation;
- c)** au plus 20 % d'entre elles sont des crédits compensatoires canadiens;
- d)** s'agissant d'allocations, celles-ci ont été attribuées dans les trois années civiles qui précèdent la fin du délai prévu au paragraphe (2);
- e)** s'agissant de crédits compensatoires canadiens, ceux-ci sont associés à une réduction ou à un retrait de GES ayant eu lieu dans les cinq années civiles qui précèdent la fin du délai prévu au paragraphe (2);
- f)** s'agissant d'une unité de décarbonation, la contribution versée pour créer l'unité a été faite pour l'année civile durant laquelle le ministre a remis l'avis visé au paragraphe (2).

Crédits compensatoires canadiens annulés

30 (1) Si la province qui a émis le crédit compensatoire canadien visé à l'alinéa b) de la définition de *crédit compensatoire canadien*, à l'article 2, annule celui-ci dans les cinq années qui suivent la date à laquelle la remise du crédit au ministre a été effectuée et que la province n'a pas prévu de mécanismes de remplacement, le ministre avise l'exploitant du nombre de crédits compensatoires canadiens qui ont été annulés par la province et du nombre d'unités de conformité qui doivent lui être remises.

Obligation de remise

(2) L'exploitant remet au ministre le nombre d'unités de conformité visé par l'avis au plus tard le 31 janvier de la deuxième année civile suivant la date à laquelle le ministre remet l'avis.

Eligible compliance units

(3) The compliance units that are remitted under subsection (2) must be

- (a)** emissions allowances distributed in the three calendar years before the deadline set out in subsection (2); or
- (b)** Canadian offset credits associated with GHG reductions or removals that occurred no more than five calendar years before the deadline set out in subsection (2).

Distribution of Emissions Allowances

Creation and distribution of emissions allowances

31 For the purposes of section 25, the Minister must

- (a)** create emissions allowances, each with a value corresponding to one CO₂e tonne, for each calendar year of a compliance period in an amount equal to the emissions cap calculated in accordance with section 23; and
- (b)** distribute the emissions allowances between operators that are subject to section 25.

Calculation

32 (1) The number of emissions allowances distributed to an operator in respect of a facility for a calendar year for which the operator is required to remit compliance units under section 25 is determined by the formula

$$A \times B \div F$$

where

- A** is the number of emissions allowances created under section 31 for the calendar year;
- B** is the number of emissions allowances determined by the formula

$$\sum_j \left(\frac{C_{i-4,j} + C_{i-3,j} + C_{i-2,j}}{E} \times D_{i,j} \right)$$

where

- C_{i,j}** is the operator’s production from industrial activity “j” carried out at the facility during the ith calendar year,
- D_{i,j}** is the distribution rate set out in column 3 of Part 1 of Schedule 1 that is applicable to the jth industrial activity during the ith calendar year,
- i** is the calendar year for which the emissions allowances are being distributed,

Unités de conformité pouvant être remises

(3) Les unités de conformité pouvant être remises au titre du paragraphe (2) sont les allocations ou crédits suivants :

- a)** des allocations qui ont été attribuées dans les trois années civiles qui précèdent la fin du délai prévu au paragraphe (2);
- b)** des crédits compensatoires canadiens qui sont associés à une réduction ou à un retrait de GES ayant eu lieu dans les cinq années civiles qui précèdent la fin du délai prévu à ce même paragraphe.

Distribution des allocations

Création et distribution d’allocations

31 Pour l’application de l’article 25, le ministre :

- a)** crée, pour chaque année civile comprise dans la période de conformité, un nombre d’allocations — dont la valeur de chacune équivaut à une tonne de CO₂e — égal au plafond d’émissions déterminé conformément à l’article 23;
- b)** distribue les allocations aux exploitants qui sont visés par la remise prévue à l’article 25.

Calcul

32 (1) Pour chaque année civile où l’exploitant est tenu d’effectuer la remise prévue à l’article 25, le nombre d’allocations attribuées à l’exploitant à l’égard d’une installation est déterminé selon la formule suivante :

$$A \times B \div F$$

où :

- A** représente le nombre d’allocations créées en application de l’article 31 pour l’année civile;
- B** le nombre d’allocations déterminé selon la formule suivante :

$$\sum_j \left(\frac{C_{i-4,j} + C_{i-3,j} + C_{i-2,j}}{E} \times D_{i,j} \right)$$

où :

- C_{i,j}** représente la production de l’exploitant liée à l’activité industrielle « j » exercée à l’installation durant la i^e année civile,
- D_{i,j}** le taux de distribution prévu à la colonne 3 de la partie 1 de l’annexe 1, qui est applicable à la j^e activité industrielle durant la i^e année civile,
- i** l’année civile pour laquelle les allocations sont attribuées,

- j** is the j^{th} industrial activity carried out at the facility, and
- E** is the greater of
- (a)** the number of calendar years in the three calendar years prior to the $i-1^{\text{th}}$ calendar year during which the operator carried out industrial activities at the facility, and
 - (b)** the number of calendar years in the three calendar years prior to the $i-1^{\text{th}}$ calendar year for which any operator that is subject to section 25 submitted an annual report for that facility; and
- F** is the sum of the number of emissions allowances determined in accordance with the formula set out in the description of B for all facilities of all operators that are entitled to receive emissions allowances for the calendar year.

Production — $C_{i,j}$

(2) The production from an industrial activity during a calendar year referred to in the description of $C_{i,j}$ in subsection (1) is the production reported by the operator in the annual report for that calendar year or, if applicable, that is

- (a)** reported in a corrected report submitted to the Minister under section 14 before September 1 of the year before the calendar year for which the emissions allowances are distributed; or
- (b)** determined by the Minister under section 22.

Rounding

(3) If the result from the determination under subsection (2) is not a whole number, the result is to be rounded down to the nearest whole number.

New facility

(4) An operator is not entitled to receive emissions allowances in respect of a new facility for a calendar year in which the new facility's attributed GHGs are deemed to be zero under subsection 25(3).

Distribution date

(5) The emissions allowances are distributed no later than November 30 of the year before the calendar year for which they are distributed.

Transfer

(6) An emissions allowance distributed under this section is transferable solely between operators.

- j** la j^{e} activité industrielle exercée à l'installation,
- E** le plus grand des nombres suivants :
- a)** le nombre d'années civiles au cours des trois années civiles précédant la $i-1^{\text{e}}$ année civile pendant lesquelles l'exploitant exerce ses activités industrielles à l'installation,
 - b)** le nombre d'années civiles au cours des trois années civiles précédant la $i-1^{\text{e}}$ année civile pour lesquelles tout exploitant visé par la remise prévue à l'article 25 a transmis un rapport annuel à l'égard de l'installation;
- F** la somme des nombres d'allocations déterminés à l'élément B pour chaque installation de chaque exploitant ayant droit à des allocations pour l'année civile.

Production — $C_{i,j}$

(2) La production liée à l'activité industrielle exercée pendant une année civile visée à l'élément $C_{i,j}$ de la formule prévue au paragraphe (1) correspond à la production rapportée par l'exploitant dans le rapport annuel pour l'année civile visée ou, le cas échéant :

- a)** à celle qui a été rapportée dans le rapport corrigé prévu à l'article 14 et transmis au ministre avant le 1^{er} septembre de l'année civile qui précède celle pour laquelle les allocations sont attribuées;
- b)** à celle qui a été établie par le ministre en vertu de l'article 22.

Arrondissement

(3) Si le résultat obtenu en application du paragraphe (2) ne correspond pas à un nombre entier, il est arrondi au nombre entier inférieur le plus proche.

Nouvelle installation

(4) L'exploitant n'est pas en droit de recevoir des allocations à l'égard d'une nouvelle installation pour toute année civile pour laquelle, en application du paragraphe 25(3), les GES attribués de celle-ci sont réputés être nuls.

Date de distribution

(5) Les allocations sont distribuées au plus tard le 30 novembre de l'année civile qui précède celle pour laquelle elles sont attribuées.

Cession

(6) Une allocation attribuée au titre du présent article n'est cessible qu'entre exploitants.

Corrected report — emissions allowances

33 (1) If, after August 31 of a year in which emissions allowances are distributed, an operator submits a corrected report under section 14 that indicates that a facility's production is lower than the production used to determine the number of emissions allowances distributed to the operator, the Minister must notify the operator of the number of emissions allowances that were distributed to the operator in error and the number of compliance units that must be remitted to the Minister.

Calculation of emissions allowances distributed in error

(2) The number of emissions allowances distributed to an operator in error is determined by the formula

$$G - H$$

where

- G** is the number of emissions allowances distributed to the operator for the applicable calendar year, calculated in accordance with section 32; and
- H** is the number of emissions allowances to which the operator is entitled, calculated by replacing only the value determined for C_{ij} in subsection 32(1) with the correct value based on the corrected report.

Remittance obligation

(3) An operator must remit to the Minister the number of compliance units referred to in the notice sent under subsection (1) no later than January 31 of the year that is two calendar years after the day on which the Minister provides the notice.

Eligible compliance units

(4) The compliance units that are remitted under subsection (3) must be emissions allowances distributed in the three calendar years before the deadline set out in that subsection.

Decarbonization Units**Creation of decarbonization units**

34 (1) A decarbonization unit with a value corresponding to one CO₂e tonne is created when an operator

- (a)** submits to the Minister the information set out in Schedule 6; and
- (b)** makes a contribution to the decarbonization program at the rate set out in column 2 of the table in Schedule 6 that corresponds to the year for which the contribution is made.

Rapport corrigé — allocations

33 (1) Si, après le 31 août de l'année de la distribution des allocations, l'exploitant transmet au ministre le rapport corrigé prévu à l'article 14 dans lequel il appert que la production liée à l'installation est inférieure à celle qui a été utilisée pour calculer le nombre d'allocations attribuées, le ministre avise l'exploitant du nombre d'allocations qui lui ont été attribuées en trop et du nombre d'unités de conformité qui doivent lui être remises.

Calcul des allocations attribuées en trop

(2) Le nombre d'allocations attribuées en trop est déterminé selon la formule suivante :

$$G - H$$

où :

- G** représente le nombre d'allocations attribuées à l'exploitant, pour l'année civile en cause, déterminé selon l'article 32;
- H** le nombre d'allocations auxquelles l'exploitant a droit, déterminé par le remplacement seulement de la valeur de l'élément C_{ij} de l'élément B de la formule prévue au paragraphe 32(1) par celle du rapport corrigé.

Obligation de remise

(3) L'exploitant remet au ministre le nombre d'unités de conformité visé par l'avis donné au titre du paragraphe (1) au plus tard le 31 janvier de la deuxième année civile suivant la date à laquelle le ministre remet l'avis.

Unités de conformité pouvant être remises

(4) Les unités de conformité pouvant être remises au titre du paragraphe (3) sont des allocations qui ont été attribuées dans les trois années civiles qui précèdent la fin du délai prévu à ce paragraphe.

Unités de décarbonation**Création d'unités de décarbonation**

34 (1) Une unité de décarbonation — équivalente à une tonne de CO₂e — est créée lorsque l'exploitant remplit les conditions suivantes :

- a)** il transmet au ministre les renseignements prévus à l'annexe 6;
- b)** il verse au programme de décarbonation la contribution établie en fonction du taux de contribution prévu à la colonne 2 du tableau de l'annexe 6, selon l'année visée par la contribution.

Purpose of decarbonization program

(2) The purpose of the decarbonization program, a funding program within the meaning of subsection 327.1(1) of the Act, is to support the reduction of GHG emissions from the oil and gas sector in Canada.

Use of contributions

(3) A contribution referred to in paragraph (1)(b) must be used to fund projects that support the reduction of GHG emissions from the oil and gas sector by the 10th anniversary of the day on which the contribution is made.

Not transferable

(4) A decarbonization unit is not transferable.

Timing of Remittance

Required information

35 A compliance unit remitted under section 25 or subsection 29(2), 30(2) or 33(3) is considered to be remitted on the day on which all of the required information set out in Schedule 7 is submitted to the Minister.

PART 3

Miscellaneous

Cessation of Industrial Activities

Permanent cessation

36 (1) For the purposes of these Regulations, an operator is considered to have permanently ceased all industrial activities at a facility as of January 1 of the year following

- (a)** the year indicated by the operator in the report submitted under section 10 as the year that industrial activities have ceased; or
- (b)** four consecutive calendar years during which the facility's production, determined in accordance with section 16 and as reported in annual reports or corrected reports, is zero.

Consequences

(2) If an operator has permanently ceased all industrial activities at a facility, an annual report under section 9 is not required in respect of the facility and no emissions allowances are distributed under section 32 in respect of the facility.

Obligations

(3) An operator that has permanently ceased all industrial activities at a facility is responsible for the obligations set out in sections 12, 14, 15, 25, 29, 30, 33 and 41 to 43.

Objectif du programme de décarbonation

(2) Le programme de décarbonation, lequel est un programme de financement visé au paragraphe 327.1(1) de la Loi, vise à réduire les émissions de GES provenant du secteur pétrolier et gazier au Canada.

Utilisation des contributions

(3) La contribution visée à l'alinéa (1)b) est utilisée pour financer des projets qui réduisent les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier et pour lesquels la réduction a lieu au plus tard au dixième anniversaire du versement de la contribution.

Aucune cession

(4) Les unités de décarbonation sont incessibles.

Date de remise

Renseignements requis

35 Toute unité de conformité remise en application de l'article 25 ou des paragraphes 29(2), 30(2) ou 33(3) est considérée comme l'être à la date à laquelle les renseignements requis à l'annexe 7 sont transmis au ministre.

PARTIE 3

Dispositions diverses

Cessation des activités industrielles

Cessation définitive

36 (1) Pour l'application du présent règlement, l'exploitant est considéré comme ayant cessé définitivement toutes les activités industrielles à une installation à compter du 1^{er} janvier de l'année qui suit, selon le cas :

- a)** l'année désignée par l'exploitant dans le rapport prévu à l'article 10 comme étant l'année de la cessation des activités industrielles;
- b)** une séquence de quatre années civiles durant lesquelles la production de cette installation est égale à zéro, selon le calcul prévu à l'article 16 et selon le rapport annuel ou le rapport corrigé.

Conséquences

(2) Si l'exploitant a cessé définitivement toutes les activités industrielles à une installation, le rapport annuel prévu à l'article 9 n'est pas requis à l'égard de l'installation et aucune allocation n'est attribuée en vertu de l'article 32 à l'égard de cette installation.

Obligations

(3) L'exploitant qui a cessé définitivement toutes les activités industrielles à une installation remplit néanmoins, à l'égard de celle-ci, les obligations prévues aux articles 12, 14, 15, 25, 29, 30, 33 et 41 à 43.

Verification

Verification body

37 The verification of an annual report or a corrected report must be conducted by a verification body that

- (a) meets the following accreditation requirements:
 - (i) it is accredited as a verification body by the Standards Council of Canada, the ANSI National Accreditation Board or any other accreditation organization that is a member of the International Accreditation Forum to standard ISO 14065, entitled *General principles and requirements for bodies validating and verifying environmental information* and published by the International Organization for Standardization,
 - (ii) it has a scope of accreditation that is sufficient to verify the annual report or the corrected report, and
 - (iii) it is not suspended by the accreditation organization that issued the accreditation; and
- (b) conducts the verification in accordance with the version of standard ISO 14064-3, entitled *Greenhouse gases – Part 3: Specification with guidance for the verification and validation of greenhouse gas statements* and published by the International Organization for Standardization, that is set out in the accreditation by applying methods that allow it to make a determination to a reasonable level of assurance, as defined in that standard, on whether
 - (i) a material discrepancy exists with respect to the attributed GHGs or production reported in the annual report or corrected report, and
 - (ii) in the verification body's opinion, the annual report or corrected report was prepared in accordance with these Regulations.

Material discrepancy – attributed GHGs

38 (1) A material discrepancy exists in relation to the attributed GHGs reported in an annual report or corrected report if the value determined for A in the following formula is at least 10 000 CO₂e tonnes or if the result of the formula, expressed as a percentage, is at least 5%:

$$A \div B$$

where

- A** is the absolute value of the net result of all overstatements and understatements revealed during the verification or identified by the Minister under subsection 12(3), expressed in CO₂e tonnes; and
- B** is the attributed GHGs.

Vérification

Organisme de vérification

37 Tout organisme de vérification est habilité à vérifier le rapport annuel ou le rapport corrigé si, à la fois :

- a) il satisfait aux exigences d'accréditation suivantes :
 - (i) il est accrédité par le Conseil canadien des normes, le ANSI National Accreditation Board ou tout autre organisme d'accréditation membre de l'International Accreditation Forum en qualité d'organisme de vérification selon la norme ISO 14065 de l'Organisation internationale de normalisation, intitulée *Principes généraux et exigences pour les organismes de validation et de vérification de l'information environnementale*,
 - (ii) la portée de son accréditation lui permet d'effectuer la vérification du rapport annuel ou du rapport corrigé,
 - (iii) il ne fait pas l'objet d'une suspension par l'organisme d'accréditation l'ayant accrédité;
- b) il procède à la vérification conformément à la version, prévue à son accréditation, de la norme ISO 14064-3 de l'Organisation internationale de normalisation, intitulée *Gaz à effet de serre – Partie 3: Spécifications et lignes directrices pour la vérification et la validation des déclarations des gaz à effet de serre*, en appliquant les procédures lui permettant d'établir selon un niveau d'assurance raisonnable, au sens de cette norme, les éléments suivants :
 - (i) s'il existe un écart important à l'égard des GES attribués ou de la production qui sont rapportés dans le rapport annuel ou dans le rapport corrigé,
 - (ii) si à son avis, le rapport annuel ou le rapport corrigé ont été établis conformément au présent règlement.

Écart important – GES attribués

38 (1) Un écart important est constaté à l'égard des GES attribués, selon le rapport annuel ou selon le rapport corrigé, lorsque la valeur de l'élément A de la formule ci-après est égale ou supérieure à 10 000 tonnes de CO₂e ou que le résultat obtenu par le calcul prévu à cette formule, exprimé en pourcentage, est égal ou supérieur à 5 % :

$$A \div B$$

où :

- A** représente la valeur absolue de la somme nette des surévaluations et des sous-évaluations constatées par le ministre au titre du paragraphe 12(3) ou lors de la vérification, exprimée en tonnes de CO₂e;
- B** les GES attribués.

Material discrepancy — production

(2) A material discrepancy exists in relation to a facility's production from an industrial activity, as reported in an annual report or corrected report, if the result of the following formula, expressed as a percentage, is at least 0.1%:

$$A \div B$$

where

- A** is the absolute value of the net result of all overstatements and understatements revealed during the verification or identified by the Minister under subsection 12(3), expressed in the unit of measurement set out in column 2 of Part 1 of Schedule 1 for that industrial activity; and
- B** is the production from the industrial activity, expressed in that unit of measurement.

Conflict of interest

39 (1) An operator must ensure that no real or potential conflict of interest exists between the operator and the verification body, including members of the verification team and any person associated with the verification body, that is a threat to or compromises the verification body's impartiality and that cannot be effectively managed.

Consecutive verifications

(2) An operator must not have an annual report verified by a verification body that has verified six consecutive annual reports prepared under these Regulations with respect to the same facility, unless three years have elapsed since the last of those reports was verified. However, a corrected report may be verified by the verification body within those three years if it is in relation to an annual report verified by that verification body.

Maximum number of verifications

(3) The operator must not have more than a total of six of its annual reports prepared under these Regulations for the same facility verified by the same verification body within a period of nine years.

Facility visit

40 (1) Subject to subsection (2), an operator must ensure that the facility is visited by the verification body that is responsible for verifying an annual report or corrected report in the following situations:

- (a) the verification body is verifying an annual report or corrected report for that facility for the first time;
- (b) two calendar years have passed since a verification body has visited the facility;
- (c) with respect to the last annual report for the facility prepared under these Regulations, the verification body made a determination that a material discrepancy

Écart important — production

(2) Un écart important est constaté à l'égard de la production de l'installation liée à une activité industrielle, selon le rapport annuel ou le rapport corrigé, lorsque le résultat obtenu de la formule ci-après, exprimé en pourcentage, est égal ou supérieur à 0,1 % :

$$A \div B$$

où :

- A** représente la valeur absolue de la somme nette des surévaluations et des sous-évaluations constatées par le ministre au titre du paragraphe 12(3) ou lors de la vérification, exprimée selon l'unité de mesure prévue à la colonne 2 de la partie 1 de l'annexe 1 pour l'activité industrielle;
- B** la production liée à l'activité industrielle exprimée selon cette unité de mesure.

Conflit d'intérêts

39 (1) L'exploitant veille à ce qu'il n'existe, entre lui et l'organisme de vérification, notamment les membres de l'équipe de vérification et toute personne associée à cet organisme, aucun conflit d'intérêts réel ou potentiel qui menace ou compromette l'impartialité de ce dernier et qui ne puisse être géré efficacement.

Vérifications consécutives

(2) L'exploitant ne peut pas faire vérifier un septième rapport annuel par l'organisme de vérification qui a vérifié six rapports annuels consécutifs en application du présent règlement à l'égard d'une même installation, à moins que trois ans se soient écoulés depuis la vérification du dernier de ces rapports. Toutefois, il peut faire vérifier par cet organisme un rapport corrigé en lien avec un rapport annuel qu'il a vérifié.

Nombre maximal de vérifications

(3) L'exploitant ne peut pas faire vérifier par le même organisme de vérification plus de six rapports annuels préparés en application du présent règlement, au cours d'une période de neuf ans.

Visite de l'installation

40 (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'exploitant veille à ce que l'organisme de vérification responsable de vérifier un rapport annuel ou un rapport corrigé effectue une visite de l'installation dans les cas suivants :

- a) il s'agit de la première vérification faite par l'organisme d'un rapport annuel ou d'un rapport corrigé à l'égard de l'installation;
- b) deux années civiles se sont écoulées depuis la dernière visite de l'organisme de vérification;
- c) à l'égard du dernier rapport annuel établi aux termes du présent règlement, l'organisme de vérification a

exists with respect to the attributed GHGs or production reported;

(d) the Minister has notified the operator that a facility visit is required for the purposes of verifying a corrected report; or

(e) the verification body is of the opinion a facility visit is required.

Other visits

(2) The operator must ensure that the verification body can visit all the buildings that keep information necessary for verifying an annual report or a corrected report.

Facility referred to in section 5

(3) In the case of a facility referred to in section 5, only a number of facilities determined by the verification body is required to be visited.

Records

Records

41 (1) An operator must maintain, separately for each calendar year, a record of the following information with respect to the facility:

(a) the quantity of each GHG from each specified emissions source;

(b) all data used for calculations made under these Regulations for each specified emissions source and each GHG, including data used to estimate missing data under subsection 18(3);

(c) all sampling, analysis and measurement data for each specified emissions source and each GHG;

(d) the methods used to quantify, sample, analyze and measure each specified emission source;

(e) the methods and data used to quantify production;

(f) the procedural changes made in data collection and calculations and changes to measuring devices used to quantify GHGs or production;

(g) documents that demonstrate that the maintenance, calibration and operation of measuring devices was done in accordance with sections 20 and 21;

(h) any errors or omissions identified during the verification and the measures taken to correct them, with all supporting data and documents;

(i) a list of any electricity generation equipment that was not included in the quantification of GHG emissions under subsection 18(2) and any data related to

conclu que les GES attribués ou la production qui sont indiqués dans le rapport présentaient un écart important;

d) le ministre a avisé l'exploitant que la visite de l'installation est requise pour valider un rapport corrigé;

e) l'organisme de vérification est d'avis qu'il est nécessaire d'effectuer une visite de l'installation.

Autres visites

(2) L'exploitant veille à ce que l'organisme de vérification puisse effectuer une visite à tout établissement où sont conservés les renseignements utilisés pour vérifier le rapport annuel ou le rapport corrigé.

Installation visée à l'article 5

(3) Si la vérification porte sur une installation visée à l'article 5, seul un nombre d'installations déterminé par l'organisme de vérification font l'objet de la visite.

Registres

Registre

41 (1) L'exploitant tient un registre, pour chaque année civile, dans lequel sont consignés les renseignements ci-après relatifs à toute installation :

a) la quantité de chaque GES provenant de chaque source spécifique d'émissions;

b) les données utilisées pour effectuer les calculs prévus au présent règlement pour chaque source spécifique d'émissions et chaque GES, y compris les données utilisées pour établir les données manquantes en application du paragraphe 18(3);

c) les données d'échantillonnage, d'analyse et de mesure pour chaque source spécifique d'émissions et chaque GES;

d) les méthodes utilisées pour quantifier, échantillonner, analyser et mesurer chaque source spécifique d'émissions;

e) les méthodes et données utilisées pour quantifier la production;

f) toute modification apportée aux procédures de collecte et de calcul des données et aux instruments de mesure utilisés pour quantifier les GES ou la production;

g) les documents démontrant que l'utilisation, l'entretien et l'étalonnage des instruments de mesure ont été effectués conformément aux articles 20 et 21;

h) toute erreur ou toute omission relevées lors de la vérification, les mesures prises pour les corriger de même que les données et documents à l'appui;

the quantification of GHG emissions from electricity production;

(j) if a quantity of CO₂ is included in B in the formula set out in subsection 17(1),

(i) the quantities of CO₂ captured, transported and stored, expressed in tonnes, and the data used to quantify that CO₂, and

(ii) documents that demonstrate that the CO₂ was captured, transported and stored in accordance with the laws of Canada or a province or of the United States or one of its states; and

(k) if thermal energy or hydrogen was supplied to or transferred from the facility,

(i) the receipt or other document that indicates the quantity of thermal energy or hydrogen supplied or transferred,

(ii) the methods and data used to quantify the quantity of thermal energy or hydrogen supplied or transferred and, in the case of thermal energy, the data used to quantify the ratio of heat from the combustion of fossil fuel, and

(iii) the methods and data used to quantify the GHG emissions related to thermal energy or hydrogen supplied or transferred.

Minister's request

(2) At the request of the Minister, an operator must maintain a record of any information provided under paragraph 22(2)(f) or subsection 22(3) or 28(4).

Availability of information

(3) Information must be included in the record within 30 days after the day on which the information becomes available and a copy of any record that is required to be maintained must, on the Minister's request, be provided to the Minister without delay.

Retention of information

42 (1) An operator must, for a period of seven years beginning on the date the records were created, retain all records referred to in section 41 and a copy of any information submitted to the Minister under these Regulations, together with any supporting documents, including any calculations, measurements and other data on which the information is based.

i) la liste des équipements de production d'électricité pour lesquels les émissions de GES n'ont pas été quantifiées au titre du paragraphe 18(2) et les données relatives à la quantification des émissions de GES provenant de la production d'électricité;

j) si une quantité de CO₂ est utilisée à l'élément B de la formule prévue au paragraphe 17(1) :

(i) toute quantité de CO₂ qui a été captée, transportée et stockée, exprimée en tonnes, de même que les données qui ont servi à la quantifier,

(ii) les documents qui établissent que le CO₂ a été capté, transporté et stocké conformément aux lois fédérales ou provinciales ou aux lois des États-Unis ou de l'un de ses États;

k) si de l'énergie thermique ou de l'hydrogène est acheminé ailleurs depuis l'installation ou fourni à l'installation :

(i) les récépissés ou autres documents qui indiquent la quantité d'énergie thermique ou d'hydrogène qui a été acheminée ailleurs ou qui a été fournie,

(ii) les méthodes et données utilisées pour quantifier la quantité d'énergie thermique ou d'hydrogène qui a été acheminée ailleurs ou qui a été fournie et, s'agissant d'énergie thermique, les données utilisées pour déterminer le coefficient de chaleur provenant de la combustion de combustibles fossiles,

(iii) les méthodes et données utilisées pour quantifier les GES liés à l'énergie thermique ou l'hydrogène qui a été acheminé ailleurs ou qui a été fourni.

Demande du ministre

(2) À la demande du ministre, l'exploitant consigne dans un registre tout renseignement qu'il a transmis en application de l'alinéa 22(2)(f) ou des paragraphes 22(3) ou 28(4).

Disponibilité des renseignements

(3) Les renseignements sont consignés dans le registre dans les trente jours suivant la date à laquelle ils sont disponibles et, à la demande du ministre, l'exploitant lui transmet sans délai une copie de ceux-ci.

Conservation des renseignements

42 (1) L'exploitant conserve, pendant une période de sept ans à compter de la date de leur établissement, les registres visés à l'article 41 de même qu'une copie des renseignements transmis au ministre en application du présent règlement, avec les documents à l'appui, y compris les calculs, mesures et autres données sur lesquels sont fondés les renseignements.

Location of records

(2) The records, copies and documents must be retained at the operator's principal place of business in Canada or, upon notification to the Minister of the civic address, at any other place in Canada where they can be inspected.

Relocation

(3) If the location of the records, copies and documents changes, the operator must notify the Minister, in writing, of the civic address of the new location within 30 days after the day of the change.

Submission of Information

Electronic submission

43 (1) Any information that the operator must provide to the Minister under these Regulations must be submitted electronically in the form and format specified by the Minister and must bear the electronic signature of the operator or of the authorized official.

Provision on paper

(2) If the Minister has not specified a form and format or if it is not feasible to submit the information in accordance with subsection (1) because of circumstances beyond the control of the operator or the authorized official, the information must be submitted on paper, signed by the operator or the authorized official, in the form and format specified by the Minister. However, if no form and format has been so specified, it may be submitted in any form and format.

Request for Confidentiality

Content of request

44 A request for confidentiality submitted under section 313 of the Act must be accompanied by

- (a)** the information to which the request pertains, clearly identified; and
- (b)** the supporting justification that the information referred to in paragraph (a) has been treated as confidential by the person making the request and is not, and has never been, available to the public.

Lieu de conservation des renseignements

(2) Les registres, copies et documents sont conservés à l'établissement principal au Canada de l'exploitant ou, après avoir avisé le ministre de l'adresse municipale du lieu, à tout autre endroit au Canada où ils peuvent être examinés.

Changement de lieu

(3) Si le lieu de conservation des registres, copies et documents change, l'exploitant avise le ministre par écrit de l'adresse municipale du nouveau lieu dans les trente jours suivant la date du changement.

Transmission des renseignements

Transmission électronique

43 (1) Les renseignements qui sont transmis par l'exploitant au ministre en application du présent règlement sont transmis électroniquement en la forme précisée par le ministre et portent la signature électronique de cet exploitant ou celle de son agent autorisé.

Support papier

(2) Si le ministre n'a pas précisé de forme ou si l'exploitant ou son agent autorisé ne peut pas, en raisons de circonstances indépendantes de sa volonté, transmettre les renseignements conformément au paragraphe (1), ils sont transmis sur support papier, signé par l'exploitant ou son agent autorisé, en la forme précisée par le ministre le cas échéant.

Demande de confidentialité

Contenu de la demande

44 Les renseignements qui doivent être joints à la demande de confidentialité présentée en vertu de l'article 313 de la Loi sont les suivants :

- a)** les renseignements faisant l'objet de la demande, clairement indiqués;
- b)** une justification portant que les renseignements visés à l'alinéa a) ont été traités de façon confidentielle par la personne qui présente la demande et ne sont pas accessibles au public et ne l'ont jamais été.

Consequential Amendment to the Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)

45 The schedule to the *Regulations Designating Regulatory Provisions for Purposes of Enforcement (Canadian Environmental Protection Act, 1999)*¹ is amended by adding the following in numerical order:

	Column 1	Column 2
Item	Regulations	Provisions
45	<i>Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap Regulations</i>	<p>(a) section 8</p> <p>(b) section 24</p> <p>(c) subsection 25(1)</p> <p>(d) subsection 25(2)</p> <p>(e) subsection 29(2)</p> <p>(f) subsection 30(2)</p> <p>(g) subsection 33(3)</p>

Coming into Force

Registration

46 (1) Subject to subsections (2) to (4), these Regulations come into force on the day on which they are registered.

January 1, 2026

(2) Sections 8, 9, 16 to 21 and 41 come into force on January 1, 2026.

January 1, 2029

(3) Sections 23 and 31 come into force on January 1, 2029.

January 1, 2030

(4) Sections 24 and 25 come into force on January 1, 2030.

Modification corrélative au Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)

45 L'annexe du *Règlement sur les dispositions réglementaires désignées aux fins de contrôle d'application — Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*¹ est modifiée par adjonction, selon l'ordre numérique, de ce qui suit :

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Règlement	Dispositions
45	<i>Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier</i>	<p>a) article 8</p> <p>b) article 24</p> <p>c) paragraphe 25(1)</p> <p>d) paragraphe 25(2)</p> <p>e) paragraphe 29(2)</p> <p>f) paragraphe 30(2)</p> <p>g) paragraphe 33(3)</p>

Entrée en vigueur

Enregistrement

46 (1) Sous réserve des paragraphes (2) à (4), le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

1^{er} janvier 2026

(2) Les articles 8, 9, 16 à 21 et 41 entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2026.

1^{er} janvier 2029

(3) Les articles 23 et 31 entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2029.

1^{er} janvier 2030

(4) Les articles 24 et 25 entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2030.

¹ SOR/2012-134

¹ DORS/2012-134

SCHEDULE 1

(Section 2, subsection 10(3), section 16 and subsections 32(1) and 38(2))

Industrial Activities and Specified Emissions Sources**PART 1****Industrial Activities and Distribution Rates**

Item	Industrial Activity	Unit of Measurement	Distribution Rate (tonnes of CO ₂ e per Unit of Measurement)
1	The following bitumen and other crude oil production activities, other than extraction of bitumen through thermal <i>in situ</i> recovery or from surface mining:		
	(a) extraction, processing and production of light crude oil with a density of less than 920 kg/m ³ at 15°C; and	barrels of light crude oil produced	0.0164
	(b) extraction, processing and production of bitumen or other heavy crude oil with a density greater than or equal to 920 kg/m ³ at 15°C.	barrels of bitumen and heavy crude oil produced	0.0313
2	Thermal <i>in situ</i> recovery of bitumen from oil sands deposits	barrels of bitumen produced	0.0368
3	Surface mining of oil sands and extraction of bitumen	barrels of bitumen produced	0.0138
4	Upgrading of bitumen or heavy oil to produce synthetic crude oil	barrels of synthetic crude oil produced	0.0263
5	Extraction of natural gas and natural gas condensates	1000 m ³ of natural gas equivalent produced	0.0599
6	Compression of natural gas between production wells, natural gas processing facilities or re-injection sites	megawatt hours (MWh) of brake power produced for compression by engine, motor or turbine	0.233
7	Processing of natural gas or natural gas condensates into marketable natural gas and into natural gas liquids	1000 m ³ of natural gas equivalent delivered	0.0305
8	Production of liquefied natural gas	tonnes of liquefied natural gas delivered	0.0743

Article	Activité industrielle	Unité de mesure	Taux de distribution (tonnes de CO ₂ e par unité de mesure)
1	Toute production ci-après de bitume et d'autre pétrole brut – autre que l'extraction du bitume par récupération thermique <i>in situ</i> et l'extraction du bitume provenant de l'exploitation de surface :		
	a) l'extraction, le traitement et la production de pétrole brut léger ayant une masse volumique inférieure à 920 kg/m ³ à 15 °C;	barils de pétrole brut léger produits	0,0164

ANNEXE 1

(article 2, paragraphe 10(3), article 16 et paragraphes 32(1) et 38(2))

Activités industrielles et sources spécifiques d'émissions**PARTIE 1****Activités industrielles et taux de distribution**

Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3	
Article	Activité industrielle	Unité de mesure	Taux de distribution (tonnes de CO ₂ e par unité de mesure)
	b) l'extraction, le traitement et la production de bitume ou tout autre pétrole brut lourd ayant une masse volumique supérieure ou égale à 920 kg/m ³ à 15 °C.	barils de bitume et de pétrole brut lourd produits	0,0313
2	Récupération thermique <i>in situ</i> de bitume provenant de gisements de sables bitumineux	barils de bitume produits	0,0368
3	Exploitation minière de surface des sables bitumineux et extraction de bitume	barils de bitume produits	0,0138
4	Valorisation de bitume ou de pétrole lourd en vue de produire du pétrole brut synthétique	barils de pétrole brut synthétique produits	0,0263
5	Extraction de gaz naturel et de condensats de gaz naturel	1000 m ³ de gaz naturel équivalent produits	0,0599
6	Compression de gaz naturel entre les puits de production, les installations de traitement du gaz naturel ou les sites de réinjection	mégawattheures (MWh) de puissance au frein produite lors de la compression d'un moteur ou d'une turbine	0,233
7	Traitement du gaz naturel ou de condensats de gaz naturel en gaz naturel commercialisable et en liquides de gaz naturel	1000 m ³ livrés de gaz naturel équivalent	0,0305
8	Production de gaz naturel liquéfié	tonnes de gaz naturel liquéfié livrées	0,0743

PART 2

Specified Emissions Sources

Column 1	Column 2	
Item	Emissions Source	Description
1	Stationary fuel combustion	Emissions from stationary devices that combust fossil fuels for the purpose of producing useful heat
2	Venting	Controlled emissions that occur due to the design of a facility, to procedures used in the manufacture or processing of a substance or product or to pressure exceeding the capacity of the equipment at the facility
3	Industrial process	Emissions from an industrial process that involves a chemical or physical reaction other than combustion and the purpose of which is not to produce useful heat
4	Industrial product use	Emissions from the use of a product in an industrial process that does not involve a chemical or physical reaction and does not react in the process, including emissions from the use of sulphur hexafluoride (SF ₆), HFCs and PFCs as cover gases and the use of HFCs and PFCs in a foam-blowing process

PARTIE 2

Sources spécifiques d'émissions

Colonne 1	Colonne 2	
Article	Source d'émissions	Description
1	Combustion stationnaire de combustibles	Émissions provenant de la combustion de combustibles fossiles, au moyen de dispositifs stationnaires, pour produire de la chaleur utile
2	Évacuation	Émissions contrôlées dues à la conception de l'installation, aux méthodes utilisées pour la fabrication ou le traitement d'une substance ou d'un produit ou à l'utilisation d'une pression supérieure à la capacité de l'équipement de l'installation
3	Procédés industriels	Émissions provenant d'un procédé industriel comportant des réactions chimiques ou physiques autres que la combustion et dont le but n'est pas la production de chaleur utile
4	Utilisation de tout produit industriel	Émissions provenant de l'utilisation d'un produit dans un procédé industriel qui n'occasionne aucune réaction chimique ou physique du produit lui-même, notamment les émissions provenant de l'utilisation d'hexafluorure de soufre (SF ₆), de HFC ou de PFC comme gaz de couverture et de l'utilisation de HFC ou de PFC pour le gonflement de la mousse

	Column 1	Column 2
Item	Emissions Source	Description
5	Flaring	Controlled emissions of gases from industrial activities as a result of the combustion of a gas or liquid stream produced at a facility, the purpose of which is not to produce useful heat, not including emissions from the flaring of landfill gas
6	Leakage	Uncontrolled emissions from a source other than industrial process emissions and industrial product use emissions
7	Waste	Emissions that result from waste disposal at a facility, including the landfilling of solid waste, the biological treatment or incineration of waste and the flaring of landfill gas
8	Wastewater	Emissions resulting from industrial wastewater and industrial wastewater treatment at a facility
9	On-site transportation	Emissions from registered or unregistered vehicles and other machinery that are used at the facility for the transport of substances, materials, equipment or products used in a production process or for the transport of people

SCHEDULE 2

(Subsections 7(1) and (2))

Information Required For Registration

1 The following information with respect to the operator or the person that expects to become an operator:

- (a)** an indication as to whether the person has, or will have, the charge, management or control of the facility;
- (b)** in the case of a person that expects to become an operator, the day on which the industrial activities are expected to begin;
- (c)** the person's name (including any trade name or other name used) and civic address;

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Source d'émissions	Description
5	Torchage	À l'exclusion des émissions provenant des gaz d'enfouissement, émissions contrôlées de gaz au cours d'activités industrielles provenant de la combustion d'un flux gazeux ou liquide produit à l'installation à des fins autres que la production de chaleur utile
6	Fuites	Émissions incontrôlées, à l'exclusion des émissions associées à l'utilisation de produits industriels et des émissions liées aux procédés industriels
7	Déchets	Émissions provenant de l'élimination des déchets à l'installation, notamment de l'enfouissement des déchets solides, du traitement biologique ou de l'incinération des déchets et du torchage des gaz d'enfouissement
8	Eaux usées	Émissions provenant des eaux usées industrielles et du traitement des eaux usées industrielles à l'installation
9	Transport sur le site	Émissions provenant de véhicules, qu'ils soient ou non immatriculés, et d'autre machinerie qui sont utilisés à l'installation pour le transport de substances, de matières, d'équipements ou de produits utilisés dans un procédé de production ou pour le transport de personnes

ANNEXE 2

(paragraphe 7(1) et (2))

Renseignements requis pour l'enregistrement

1 Les renseignements requis concernant l'exploitant et toute personne qui compte le devenir sont les suivants :

- a)** une mention selon laquelle il s'agit de la personne qui exerce ou exercera toute autorité sur l'installation;
- b)** la date prévue pour le début des activités industrielles, dans le cas d'une personne qui compte devenir un exploitant;
- c)** ses nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale;
- d)** les nom, titre du poste, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et adresse courriel de l'agent

(d) the name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the authorized official and of a contact person, if different from the authorized official;

(e) the business number assigned by the Canada Revenue Agency, if any; and

(f) all identification numbers assigned to the operator and associated with the obligation to report production from industrial activities or production from the operator's facilities, including all Petrinex Business Associate codes, if any.

2 If the registration occurs in 2025, the following information:

(a) an indication as to whether the cumulative production in any month from January 2024 to June 2025 was equal to or greater than the monthly threshold;

(b) an indication as to whether the operator was required to provide information about GHG emissions from any facility for the 2024 calendar year in accordance with a notice that was published under subsection 46(1) of the Act;

(c) if the indication under paragraph (a) or (b) is positive, the number of facilities that the operator expects to operate in 2026;

(d) if the indication under paragraph (b) is positive,

(i) the facility's civic address and GPS coordinates, expressed in decimal degrees to five decimal places,

(ii) the facility's Greenhouse Gas Reporting Program identification number, if any; and

(e) for each facility referred to in section 5 of these Regulations,

(i) the province in which the facility is located, and

(ii) the number of facilities that are deemed to be part of the facility as of the date of registration.

3 If the registration occurs in 2026 or later, an indication as to whether the operator expects the cumulative production to be equal to or greater than the annual threshold and, if applicable, the date on which the operator expects that the annual threshold will be met.

autorisé et d'une personne-ressource, s'il ne s'agit pas de l'agent autorisé;

e) tout numéro d'entreprise que lui a attribué l'Agence du revenu du Canada, s'il y a lieu;

f) tout numéro d'identification qui lui a été attribué et qui est associé à l'obligation de déclarer la production provenant d'activités industrielles ou toute autre production provenant de ses installations, y compris, le cas échéant, tout code de l'entreprise de Petrinex.

2 Si l'enregistrement est effectué en 2025, les renseignements suivants sont requis :

a) la mention indiquant si la production cumulée effectuée au cours des mois de janvier 2024 à juin 2025 a été égale ou supérieure au seuil mensuel;

b) la mention indiquant si l'exploitant a dû transmettre, pour l'année civile 2024, des renseignements relatifs aux émissions de GES provenant de ses installations conformément à un avis publié en application du paragraphe 46(1) de la Loi;

c) si les mentions transmises au titre des alinéas a) ou b) sont positives, le nombre d'installations que l'exploitant compte exploiter en 2026;

d) si la mention transmise au titre de l'alinéa b) est positive :

(i) l'adresse municipale de l'installation et ses coordonnées selon le système mondial de positionnement (GPS), au cent-millième près,

(ii) le cas échéant, le numéro d'identification de l'installation émis dans le cadre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre;

e) pour chaque installation visée à l'article 5 du présent règlement :

(i) la province où est située l'installation,

(ii) le nombre d'installations réputées constituer l'installation à la date de l'enregistrement.

3 Si l'enregistrement est effectué au cours de l'année 2026 ou après, est requise une mention indiquant si l'exploitant prévoit que la production cumulée sera égale ou supérieure au seuil annuel et, le cas échéant, la date à laquelle il prévoit que ce seuil sera atteint.

SCHEDULE 3

(Paragraph 9(2)(a))

Information Required For Annual Report**1** The following information with respect to the operator:

- (a)** the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;
- (b)** the name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the authorized official and of a contact person, if different from the authorized official;
- (c)** the registration number assigned to the operator;
- (d)** the business number assigned to the operator by the Canada Revenue Agency, if any; and
- (e)** all identification numbers assigned to the operator and associated with the obligation to report production from industrial activities or production from the operator's facilities, including all Petrinex Business Associate codes, if any.

2 The following information with respect to the facility:

- (a)** the facility's name, civic address and GPS coordinates, expressed in decimal degrees to five decimal places;
- (b)** the facility's Greenhouse Gas Reporting Program identification number, if any;
- (c)** all identification numbers that are related to the facility and used for reporting to provincial authorities, including all Petrinex codes assigned to the facility, if any;
- (d)** if the facility is a facility referred to in section 5 of these Regulations, the information referred to in paragraphs (a) and (c) and paragraphs 9(2)(b) and (c) of these Regulations for each facility that is deemed to be part of the facility;
- (e)** the method used to determine the facility's production from each industrial activity;
- (f)** the value of each element of the formula set out in subsection 17(1) of these Regulations;
- (g)** the quantity of each GHG, expressed in CO₂e tonnes, from each specified emission source;
- (h)** the global warming potential of each GHG;

ANNEXE 3

(alinéa 9(2)a))

Renseignements requis pour le rapport annuel**1** Les renseignements requis concernant l'exploitant sont les suivants :

- a)** ses nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale;
- b)** les nom, titre du poste, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et adresse courriel de l'agent autorisé et d'une personne-ressource, s'il ne s'agit pas de l'agent autorisé;
- c)** le numéro d'enregistrement qui lui a été attribué;
- d)** tout numéro d'entreprise que lui a attribué l'Agence du revenu du Canada, s'il y a lieu;
- e)** tout numéro d'identification qui lui a été attribué et qui est associé à l'obligation de déclarer la production provenant d'activités industrielles ou toute autre production provenant de ses installations, y compris, le cas échéant, tout code de l'entreprise de Petrinex.

2 Les renseignements requis sur l'installation sont les suivants :

- a)** ses nom et adresse municipale et coordonnées selon le système mondial de positionnement (GPS), au cent-millième près;
- b)** le cas échéant, le numéro d'identification émis dans le cadre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre;
- c)** tout numéro d'identification visant l'installation utilisé à des fins de déclaration aux autorités provinciales, y compris, le cas échéant, tout code Petrinex attribué à l'installation;
- d)** s'agissant d'une installation visée à l'article 5 du présent règlement, pour chacune des installations réputées constituer l'installation, les renseignements visés aux alinéas a) et c) de même que ceux requis aux alinéas 9(2)b) et c) du présent règlement;
- e)** la méthode utilisée pour quantifier la production de chacune des activités industrielles exercées à l'installation;
- f)** la valeur de chacun des éléments de la formule visée au paragraphe 17(1) du présent règlement;
- g)** la quantité de chaque GES, exprimée en tonnes de CO₂e, pour chaque source spécifique d'émissions;

(i) the methods used to calculate, sample, analyze and measure each specified emission source and each GHG;

(j) if a continuous emissions monitoring system is used and the facility captured CO₂, the quantity of CO₂ captured and the outcome of the captured CO₂;

(k) if a quantity of CO₂ was included in B in the formula set out in subsection 17(1) of these Regulations, the following information:

(i) an indication that the CO₂ was stored in accordance with subsection 19(1) of these Regulations,

(ii) the type of geological storage site used, among those set out in paragraph 19(1)(a) of these Regulations,

(iii) the GPS coordinates, expressed in decimal degrees to five decimal places, of the storage site, and

(iv) the name and civic address of the person responsible for the storage site, if different from the operator;

(l) the quantity of thermal energy, expressed in gigajoules and determined in accordance with Quantification Methods, as well as its temperature, pressure and ratio of heat, that was

(i) supplied to the facility,

(ii) produced at the facility, and

(iii) transferred from the facility;

(m) the quantity of hydrogen, expressed in tonnes and determined in accordance with Quantification Methods, that was

(i) supplied to the facility,

(ii) produced at the facility, and

(iii) transferred from the facility;

(n) the quantity of electricity, expressed in GWh, that was produced at the facility, determined in accordance with Quantification Methods;

(o) in the case of the first annual report submitted in respect of a new facility,

(i) the day on which industrial activities begin at the new facility, and

(ii) an estimate of the facility's GHG emissions, consistent with currently recognized industry practices

h) le potentiel de réchauffement planétaire de chaque GES;

i) les méthodes de calcul, d'échantillonnage, d'analyse et de mesure utilisées pour chaque source spécifique d'émissions et chaque GES;

j) si un système de mesure et d'enregistrement en continu des émissions est utilisé à une installation où est capté du CO₂, la quantité captée et ce qui est advenu de cette quantité;

k) si une quantité de CO₂ est comptabilisée sous l'élément B de la formule prévue au paragraphe 17(1) du présent règlement :

(i) une mention indiquant si le CO₂ a été stocké conformément aux exigences prévues au paragraphe 19(1) du présent règlement,

(ii) le type de site de stockage géologique utilisé parmi ceux visés à l'alinéa 19(1)a) du présent règlement,

(iii) les coordonnées selon le système mondial de positionnement (GPS), au cent millième près, du site de stockage,

(iv) les nom et adresse municipale de la personne responsable du site de stockage, s'ils diffèrent de ceux de l'exploitant de l'installation;

l) la quantité d'énergie thermique ci-après, exprimée en gigajoules, déterminée selon les méthodes de quantification, de même que la température, la pression et le coefficient de chaleur de l'énergie :

(i) celle qui a été fournie à l'installation,

(ii) celle qui a été produite à l'installation,

(iii) celle qui a été acheminée ailleurs depuis l'installation;

m) la quantité d'hydrogène ci-après, exprimée en tonnes, déterminée selon les méthodes de quantification :

(i) celle qui a été fournie à l'installation,

(ii) celle qui a été produite à l'installation,

(iii) celle qui a été acheminée ailleurs depuis l'installation;

n) la quantité d'électricité, exprimée en GWh, qui a été produite à l'installation et déterminée conformément aux méthodes de quantification;

for the quantification of emissions and certified by a professional engineer, that demonstrates that the facility is expected to emit at least 10 000 CO₂e tonnes in any of the first three calendar years during which industrial activities are carried out at the facility;

(p) in the case of the second annual report submitted in respect of a new facility, an indication as to whether the new facility is still expected to emit at least 10 000 CO₂e tonnes within any of the first three calendar years during which industrial activities are carried out at the facility; and

(q) if a qualitative error or omission was identified in a previous annual report, the corrected information and the calendar year to which the correction applies.

SCHEDULE 4

(Paragraph 10(2)(a))

Information Required For Report on Cumulative Production

1 The following information with respect to the operator:

(a) the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;

(b) the registration number assigned to the operator;

(c) a list of all facilities of the operator — including each facility that is deemed to be part of a facility under section 5 of these Regulations, if any — and the period during which the operator carried out industrial activities at each facility; and

(d) an indication as to whether the operator was required to provide information about GHG emissions from any of the operator's facilities in accordance with a notice that was published under subsection 46(1) of the Act.

(o) s'agissant du premier rapport transmis à l'égard d'une nouvelle installation :

(i) la date de début des activités industrielles,

(ii) une mention indiquant que les projections d'émissions de GES, lesquelles sont établies selon les pratiques reconnues par l'industrie pour la quantification des émissions et certifiées par un ingénieur en titre, seront d'au moins 10 000 tonnes de CO₂e au cours de l'une des trois premières années civiles d'activités industrielles;

(p) s'agissant du second rapport annuel transmis à l'égard d'une nouvelle installation, une mention indiquant si la projection d'au moins 10 000 tonnes de CO₂e au cours de l'une des trois premières années civiles d'activités industrielles demeure;

(q) si une erreur ou une omission qualitative a été décelée dans un rapport annuel antérieur, les renseignements corrigés et l'année civile visée par la correction.

ANNEXE 4

(alinéa 10(2)a))

Renseignements requis pour le rapport de production cumulée

1 Les renseignements requis concernant l'exploitant sont les suivants :

a) ses nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale;

b) le numéro d'enregistrement qui lui a été attribué;

c) la liste de toutes ses installations, y compris, le cas échéant, chaque installation réputée constituer une installation visée à l'article 5 du présent règlement, et la période pendant laquelle des activités industrielles ont été exercées par l'exploitant à chacune d'elles;

d) une mention indiquant si l'exploitant a dû transmettre des renseignements relatifs aux émissions de GES provenant de ses installations conformément à un avis publié en application du paragraphe 46(1) de la Loi.

2 The following information with respect to each facility, including each facility that is deemed to be part of a facility under section 5 of these Regulations, if any:

- (a)** in the case of a facility that was transferred between the operator and another person during the applicable calendar year,
 - (i)** the facility's name,
 - (ii)** the date of the transfer, and
 - (iii)** an indication as to whether the operator was the transferee or the transferor; and
- (b)** if applicable, the day on which the operator ceased all industrial activities.

SCHEDULE 5

(Paragraphs 15(d) and 22(1)(b))

Contents of Verification Report

1 The following information with respect to the operator:

- (a)** the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;
- (b)** the name, job title, civic and postal addresses, telephone number and email address of the authorized official or the contact person that participated in the verification;
- (c)** the registration number assigned to the operator;
- (d)** the business number assigned to the operator by the Canada Revenue Agency, if any; and
- (e)** all identification numbers assigned to the operator and associated with the obligation to report production from industrial activities or production from the operator's facilities, including all Petrinex Business Associate codes, if any.

2 The following information with respect to the facility subject to the verification:

- (a)** the facility's name, civic address and GPS coordinates, expressed in decimal degrees to five decimal places;
- (b)** the facility's Greenhouse Gas Reporting Program identification number, if any;
- (c)** all identification numbers that are related to the facility and used for reporting to provincial authorities,

2 Les renseignements requis à l'égard de chaque installation, y compris, le cas échéant, chaque installation réputée constituer une installation visée à l'article 5 du présent règlement, sont les suivants :

- a)** s'agissant d'une installation qui a fait l'objet d'une cession entre l'exploitant et une autre personne pendant l'année civile visée :
 - (i)** le nom de cette installation,
 - (ii)** la date de la cession,
 - (iii)** une mention indiquant si l'exploitant est le cédant ou le cessionnaire;
- b)** le cas échéant, la date à laquelle l'exploitant a cessé définitivement toutes les activités industrielles.

ANNEXE 5

(alinéas 15d) et 22(1)b))

Contenu du rapport de vérification

1 Les renseignements requis sur l'exploitant sont les suivants :

- a)** ses nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale;
- b)** les nom, titre du poste, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et adresse courriel de l'agent autorisé ou de la personne-ressource qui a collaboré à la vérification;
- c)** le numéro d'enregistrement qui lui a été attribué;
- d)** tout numéro d'entreprise que lui a attribué l'Agence du revenu du Canada, s'il y a lieu;
- e)** tout numéro d'identification qui lui a été attribué et qui est associé à l'obligation de déclarer la production provenant d'activités industrielles ou toute autre production provenant de ses installations, y compris, le cas échéant, tout code de l'entreprise de Petrinex.

2 Les renseignements requis sur l'installation visée par la vérification sont les suivants :

- a)** ses nom et adresse municipale et coordonnées selon le système mondial de positionnement (GPS), au cent-millième près;
- b)** le cas échéant, le numéro d'identification émis dans la cadre du Programme de déclaration des gaz à effet de serre;
- c)** tout numéro d'identification visant l'installation qui est utilisé à des fins de déclaration aux

including all Petrinex codes assigned to the facility, if any; and

(d) if the facility is a facility referred to in section 5 of these Regulations, the information referred to in paragraphs (a) and (c) for each facility that is deemed to be part of the facility.

3 The following information with respect to the verification:

(a) the name and civic address of the verification body as well as the name, telephone number and email address of the lead verifier of the team that conducted the verification;

(b) the name and contact information of the accreditation organization by which the verification body is accredited and the date of the verification body's accreditation;

(c) the names and roles of each member of the verification team;

(d) the version of standard ISO 14064-3, entitled *Greenhouse gases – Part 3: Specification with guidance for the verification and validation of greenhouse gas statements* and published by the International Organization for Standardization, according to which the verification was conducted and a description of the objectives and scope of the verification and the verification criteria;

(e) an indication as to whether the verification is of an annual report or corrected report and the calendar year to which the report relates;

(f) a summary of the verification procedures conducted and the results, including

(i) any assessments, data sampling, tests and reviews,

(ii) any tests of the GHG information system and controls,

(iii) the date and location of each facility visit referred to in section 40 of these Regulations or, if the facility was not visited, the reason why it was not visited,

(iv) in the case of a visit of a facility referred to in section 5 of these Regulations, a justification of the sample size, a description of the selection process for the sampled facilities and a list of the facilities visited, and

(v) in the case of a quantity of CO₂ captured at a facility and stored in accordance with subsection 19(1) of these Regulations, the verification procedures

autorités provinciales, y compris, le cas échéant, tout code Petrinex attribué à l'installation;

d) s'agissant d'une installation visée à l'article 5 du présent règlement, pour chacune des installations réputées constituer l'installation, les renseignements visés aux alinéas a) et c).

3 Les renseignements requis relatifs à la vérification sont les suivants :

a) les nom et adresse municipale de l'organisme de vérification, ainsi que les nom, numéro de téléphone et adresse courriel du vérificateur principal de l'équipe qui a effectué la vérification;

b) le nom et les coordonnées de l'organisme d'accréditation qui a accrédité l'organisme de vérification ainsi que la date de l'accréditation;

c) le nom et la fonction de chaque membre de l'équipe de vérification;

d) la version de la norme ISO 14064-3 de l'Organisation internationale de normalisation, intitulée *Gaz à effet de serre – Partie 3: Spécifications et lignes directrices pour la vérification et la validation des déclarations des gaz à effet de serre*, conformément à laquelle la vérification est réalisée, et une description des objectifs, de la portée et des critères de vérification;

e) une mention indiquant si la vérification porte sur un rapport annuel ou un rapport corrigé et l'année civile sur laquelle porte le rapport;

f) un résumé de la procédure de vérification utilisée et des résultats de la vérification y compris, notamment :

(i) toute évaluation, tout échantillonnage de données, tout test et tout examen,

(ii) tout test effectué sur le système de renseignements sur les GES et les contrôles,

(iii) la date de chaque visite effectuée en application de l'article 40 du présent règlement et l'endroit où elle a été effectuée ou, s'il n'y a pas eu de visite sur place, les raisons pour lesquelles elle n'a pas eu lieu,

(iv) s'agissant d'une installation visée à l'article 5 du présent règlement, une justification pour la taille d'échantillon retenue, une description du processus de sélection des installations et la liste de celles qui ont fait l'objet d'une visite,

(v) s'agissant d'une installation pour laquelle une quantité de CO₂ a été captée et stockée conformément au paragraphe 19(1) du présent règlement, les procédures de vérification qui ont été utilisées pour vérifier les quantités captées et stockées;

conducted to verify the quantity of CO₂ captured and stored;

(g) the production from each industrial activity carried out at the facility and, in the case of a facility referred to in section 5 of these Regulations, at each facility that is deemed to be part of the facility, determined in accordance with section 16 of these Regulations;

(h) the GHGs attributed to the facility and, in the case of a facility referred to in section 5 of these Regulations, at each facility that is deemed to be part of the facility, determined in accordance with section 17 of these Regulations;

(i) a list of all quantitative errors and omissions identified during the verification in the data, information or methods used in the preparation of the report that is the subject of the verification, including

(i) with respect to each error or omission,

(A) if the error or omission relates to attributed GHGs, the number of CO₂e tonnes to which the error or omission relates, the percentage calculated in accordance with subsection 38(1) of these Regulations and an indication as to whether the error or omission results in an understatement or overstatement, and

(B) if the error or omission relates to production, the quantification of that error or omission, expressed in the applicable unit of measurement, the percentage calculated in accordance with subsection 38(2) of these Regulations and an indication as to whether the error or omission results in an understatement or overstatement, and

(ii) with respect to the sum of the errors and omissions related to attributed GHGs, the net result of all errors and omissions expressed in CO₂e tonnes, the percentage calculated in accordance with subsection 38(1) of these Regulations and an indication as to whether the net result is an understatement or overstatement;

(j) a list of all qualitative errors and omissions identified during the verification;

(k) a list of any corrections made by the operator in response to any errors or omissions identified during the verification;

(l) a declaration, signed and dated by the lead verifier, stating that the requirements of section 39 of these Regulations have been complied with and that any real or potential conflicts of interest have been effectively managed;

g) la production provenant de chaque activité industrielle exercée à l'installation, calculée conformément à l'article 16 du présent règlement, et, dans le cas d'une installation visée à l'article 5 du présent règlement, la production provenant de chaque activité industrielle exercée à chacune des installations réputées constituer l'installation, calculée conformément à l'article 16 du présent règlement;

h) les GES attribués de l'installation, calculés conformément à l'article 17 du présent règlement, et, dans le cas d'une installation visée à l'article 5 du présent règlement, les GES attribués de chacune des installations réputées constituer l'installation, calculés conformément à l'article 17 du présent règlement;

i) la compilation des erreurs et des omissions pouvant être quantifiées relevées durant la vérification dans les renseignements, les données ou les méthodes utilisés pour l'établissement du rapport faisant l'objet de la vérification, y compris :

(i) à l'égard de chaque erreur ou omission :

(A) dans le cas d'une erreur ou d'une omission relative aux GES attribués, le nombre de tonnes de CO₂e auquel elle correspond, le pourcentage selon le calcul effectué conformément au paragraphe 38(1) du présent règlement et une mention indiquant si cette erreur ou cette omission entraîne une sous-évaluation ou une surévaluation,

(B) dans le cas d'une erreur ou d'une omission relative à la production, la quantification de cette erreur ou omission, exprimée dans l'unité de mesure applicable, le pourcentage selon le calcul effectué conformément au paragraphe 38(2) du règlement et une mention indiquant si cette erreur ou cette omission entraîne une sous-évaluation ou une surévaluation,

(ii) à l'égard de l'ensemble des erreurs et des omissions relatives aux GES attribués, le résultat net de la somme des erreurs et des omissions exprimé en tonnes de CO₂e, le pourcentage selon le calcul effectué conformément au paragraphe 38(1) du présent règlement et une mention indiquant si le résultat entraîne une sous-évaluation ou une surévaluation;

j) une liste des erreurs et des omissions qualitatives relevées durant la vérification;

k) une liste de toutes les corrections effectuées par l'exploitant à l'égard des erreurs ou omissions relevées durant la vérification;

l) une attestation, signée et datée par le vérificateur principal, portant que les exigences prévues à

(m) a declaration, signed and dated by a verifier who is not a member of the verification team, stating their approval of the verification report and including the name, civic address, telephone number and email address of the verifier; and

(n) a verification opinion by the verification body stating

(i) whether a material discrepancy exists with respect to attributed GHGs or production and whether the annual report or corrected report was prepared in accordance with these Regulations, and

(ii) any qualifications or limitations on the determinations referred to in subparagraph (i).

l'article 39 du présent règlement ont été respectées et que tout conflit d'intérêts réel ou potentiel a été géré efficacement;

m) une attestation, signée et datée par un vérificateur qui ne fait pas partie de l'équipe de vérification, portant qu'il approuve la vérification, ainsi que ses nom, adresse municipale, numéro de téléphone et adresse courriel;

n) l'avis de vérification de l'organisme de vérification, qui comprend :

(i) la conclusion quant à savoir si les GES attribués ou la production présentent un écart important et quant à savoir si le rapport annuel ou le rapport corrigé ont été établis conformément au règlement,

(ii) les réserves et les limites à l'égard de la conclusion.

SCHEDULE 6

(Subsection 34(1))

Creation of Decarbonization Units

Information To Be Submitted

1 The following information for the creation of decarbonization units:

(a) the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;

(b) the registration number assigned to the operator;

(c) the quantity of GHGs for which the contribution is being made;

(d) the total amount of the contribution;

(e) the applicable contribution rate; and

(f) the date of payment.

Contribution Rates

Column 1		Column 2
Item	Year	Contribution Rate (per CO ₂ e tonne)
1	2030	\$50
2	2031	\$50
3	2032 and subsequent years	\$50

ANNEXE 6

(paragraphe 34(1))

Création d'unités de décarbonation

Renseignements à transmettre

1 Les renseignements requis pour la création d'une unité de décarbonation sont les suivants :

a) les nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale de l'exploitant;

b) le numéro d'enregistrement qui a été attribué à l'exploitant;

c) la quantité de GES visée par la contribution;

d) la somme totale de la contribution;

e) le taux de contribution applicable;

f) la date de paiement.

Taux de contribution

Colonne 1		Colonne 2
Article	Année	Taux de contribution (par tonne de CO ₂ e)
1	2030	50 \$
2	2031	50 \$
3	2032 et années subséquentes	50 \$

SCHEDULE 7

(Section 35)

Information Required To Remit Compliance Units**1** Information required for each emissions allowance:

- (a)** the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;
- (b)** the registration number assigned to the operator;
- (c)** the provision of these Regulations under which the remittance is being made;
- (d)** the calendar year for which the remittance is being made;
- (e)** the number of emissions allowances being remitted;
- (f)** the date of the remittance;
- (g)** the serial number of the emissions allowance; and
- (h)** in the case of an emissions allowance that was transferred to the operator, the price, if any, in Canadian dollars, paid for the emissions allowance.

2 Information required for each compliance unit referred to in paragraph (a) of the definition *Canadian offset credit* in section 2 of these Regulations:

- (a)** the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;
- (b)** the registration number assigned to the operator;
- (c)** the provision of these Regulations under which the remittance is being made;
- (d)** the calendar year for which the remittance is being made;
- (e)** the number of Canadian offset credits being remitted;
- (f)** the date of the remittance;
- (g)** the serial number of the Canadian offset credit;
- (h)** the year of the GHG reduction or removal associated with the Canadian offset credit; and
- (i)** the date of issuance of the Canadian offset credit.

ANNEXE 7

(article 35)

Renseignements requis pour la remise d'unités de conformité**1** Les renseignements requis pour toute allocation sont les suivants :

- a)** les nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale de l'exploitant;
- b)** le numéro d'enregistrement qui a été attribué à l'exploitant;
- c)** la disposition du présent règlement au titre de laquelle la remise est effectuée;
- d)** l'année civile visée par la remise;
- e)** le nombre d'allocations faisant l'objet de la remise;
- f)** la date de la remise;
- g)** le numéro de série de l'allocation;
- h)** s'agissant d'une allocation cédée à l'exploitant, la somme payée en dollars canadiens pour elle, le cas échéant.

2 Les renseignements requis pour toute unité de conformité visée à l'alinéa a) de la définition de *crédit compensatoire canadien*, à l'article 2 du présent règlement, sont les suivants :

- a)** les nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale de l'exploitant;
- b)** le numéro d'enregistrement qui a été attribué à l'exploitant;
- c)** la disposition du présent règlement au titre de laquelle la remise est effectuée;
- d)** l'année civile visée par la remise;
- e)** le nombre de crédits compensatoires canadiens faisant l'objet de la remise;
- f)** la date de la remise;
- g)** le numéro de série du crédit compensatoire canadien;
- h)** l'année où a eu lieu la réduction ou le retrait de GES associé au crédit compensatoire canadien;
- i)** la date à laquelle le crédit compensatoire canadien a été émis.

3 Information required for each compliance unit referred to in paragraph (b) of the definition *Canadian offset credit* in section 2 of these Regulations:

- (a)** the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;
- (b)** the registration number assigned to the operator;
- (c)** the provision of these Regulations under which the remittance is being made;
- (d)** the calendar year for which the remittance is being made;
- (e)** the number of Canadian offset credits being remitted;
- (f)** the date of the remittance;
- (g)** the serial number of the Canadian offset credit;
- (h)** the price in Canadian dollars paid for the Canadian offset credit;
- (i)** the province or program authority referred to in subsection 78(1) of the *Output-Based Pricing System Regulations* that issued the Canadian offset credit;
- (j)** as the case may be, the date of retirement or the date the Canadian offset credit is designated by the province or program authority for use as a compliance unit for the purposes of remittance under these Regulations;
- (k)** the start date of the offset project for which the Canadian offset credit was issued;
- (l)** the year of the GHG reduction or removal associated with the Canadian offset credit;
- (m)** the offset protocol applicable to the project for which the Canadian offset credit was issued, including the version number and publication date; and
- (n)** the name of the verification body that verified the Canadian offset credit.

4 Information required for each decarbonization unit:

- (a)** the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;
- (b)** the registration number assigned to the operator;
- (c)** the provision of these Regulations under which the remittance is being made;

3 Les renseignements requis pour toute unité de conformité visée à l'alinéa b) de la définition de *crédit compensatoire canadien*, à l'article 2 du présent règlement, sont les suivants :

- a)** les nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale de l'exploitant;
- b)** le numéro d'enregistrement qui a été attribué à l'exploitant;
- c)** la disposition du présent règlement au titre de laquelle la remise est effectuée;
- d)** l'année civile visée par la remise;
- e)** le nombre de crédits compensatoires canadiens faisant l'objet de la remise;
- f)** la date de la remise;
- g)** le numéro de série du crédit compensatoire canadien;
- h)** la somme payée en dollars canadiens pour le crédit compensatoire canadien;
- i)** la province ou le responsable d'un programme visé au paragraphe 78(1) du *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement* qui a émis le crédit compensatoire canadien;
- j)** selon le cas, la date à laquelle le crédit compensatoire canadien est retiré ou encore, la date où ce crédit est identifié par la province ou le responsable du programme à titre d'unité de conformité à remettre au titre du présent règlement;
- k)** la date de début du projet à l'égard duquel le crédit compensatoire canadien a été émis;
- l)** l'année où a eu lieu la réduction ou le retrait de GES associé au crédit compensatoire canadien;
- m)** le protocole de crédits compensatoires applicable au projet pour lequel il a été émis, y compris le numéro de version et la date de publication;
- n)** le nom de l'organisme de vérification qui a vérifié le crédit compensatoire canadien.

4 Les renseignements requis pour toute unité de décarbonation sont les suivants :

- a)** les nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale de l'exploitant;
- b)** le numéro d'enregistrement qui a été attribué à l'exploitant;
- c)** la disposition du présent règlement au titre de laquelle la remise est effectuée;

(d) the calendar year for which the remittance is being made;

(e) the number of decarbonization units being remitted;

(f) the date of the remittance; and

(g) the serial number of the decarbonization unit.

5 Information required for each Canadian offset credit that is being remitted in accordance with subsection 28(2) of these Regulations:

(a) the operator's name (including any trade name or other name used) and civic address;

(b) the registration number assigned to the operator;

(c) the name of the eligible system under which the credit was remitted;

(d) the date on which the remittance was made under the eligible system and the calendar year for which that remittance was made;

(e) the number of Canadian offset credits remitted under the eligible system that are being remitted under these Regulations;

(f) the industrial activities for which the remittance was made under the eligible system;

(g) the circumstances in which the remittance was made under the eligible system; and

(h) any other information requested under subsection 28(4) of these Regulations.

d) l'année civile visée par la remise;

e) le nombre d'unités de décarbonation faisant l'objet de la remise;

f) la date de la remise;

g) le numéro de série du crédit de décarbonation.

5 Les renseignements requis pour chaque crédit compensatoire canadien faisant l'objet de la remise visée au paragraphe 28(2) du présent règlement :

a) les nom, y compris tout nom commercial ou autre nom utilisé, et adresse municipale de l'exploitant;

b) le numéro d'enregistrement qui a été attribué à l'exploitant;

c) le nom du système reconnu au titre duquel la remise a eu lieu;

d) la date où a eu lieu la remise au titre d'un système reconnu et l'année civile visée par la remise;

e) le nombre de crédits compensatoires canadiens remis au titre du système reconnu qui font l'objet d'une remise en vertu du présent règlement;

f) les activités industrielles pour lesquelles la remise a été effectuée au titre du système reconnu;

g) les circonstances dans lesquelles la remise a été effectuée au titre du système reconnu;

h) tout autre renseignement demandé au titre du paragraphe 28(4) du présent règlement.

Regulations Amending the Output-Based Pricing System Regulations

Statutory authority

Greenhouse Gas Pollution Pricing Act

Sponsoring department

Department of the Environment

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

For the Regulatory Impact Analysis Statement, see the [Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap Regulations](#).

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is given that the Governor in Council proposes to make the annexed *Regulations Amending the Output-Based Pricing System Regulations* under section 192 of the *Greenhouse Gas Pollution Pricing Act*^a.

Interested persons may make representations concerning the proposed Regulations within 60 days after the date of publication of this notice. They are strongly encouraged to use the online commenting feature that is available on the *Canada Gazette* website but if they use email, mail or any other means, the representations should cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent to the Industrial Greenhouse Gas Emissions Management Division, Environmental Protection Branch, Department of the Environment, 351 Saint-Joseph Boulevard, Gatineau, Quebec, K1A 0H3 (email: PlanPetrolieretGazier-OilandGasPlan@ec.gc.ca).

Ottawa, October 10, 2024

Wendy Nixon
Assistant Clerk of the Privy Council

^a S.C. 2018, c. 12, s. 186

Règlement modifiant le Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement

Fondement législatif

Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre

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 le [Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier](#).

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que la gouverneure en conseil, en vertu de l'article 192 de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*^a, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de règlement dans les soixante jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont fortement encouragés à le faire au moyen de l'outil en ligne disponible à cet effet sur le site Web de la *Gazette du Canada*. S'ils choisissent plutôt de présenter leurs observations par courriel, par la poste ou par tout autre moyen, ils sont priés d'y citer la Partie I de la *Gazette du Canada*, ainsi que la date de publication du présent avis, et d'envoyer le tout à la Division de la gestion des émissions industrielles de gaz à effet de serre, Direction générale de la protection de l'environnement, ministère de l'Environnement, 351, boulevard Saint-Joseph, Gatineau (Québec) K1A 0H3 (courriel : PlanPetrolieretGazier-OilandGasPlan@ec.gc.ca).

Ottawa, le 10 octobre 2024

La greffière adjointe du Conseil privé
Wendy Nixon

^a L.C. 2018, ch. 12, art. 186

Regulations Amending the Output-Based Pricing System Regulations

Règlement modifiant le Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement

Amendments

1 Subparagraph 58(g)(iii) of the *Output-Based Pricing System Regulations*¹ is replaced by the following:

(iii) the date of their retirement or the date they are designated for use by the province or program authority referred to in subsection 78(1) as a compliance unit for the purposes of remittance to the Minister under section 174, paragraph 178(1)(a) or subsection 181(2) of the Act, as the case may be,

2 (1) Paragraph 78(2)(f) of the Regulations is replaced by the following:

(f) measures to ensure that, for a GHG reduction or removal of one CO₂e tonne, no more than one credit or unit is issued;

(f.1) measures to ensure that a credit or unit issued under the program is not used by more than one person;

(2) Paragraph 78(4)(e) of the Regulations is replaced by the following:

(e) be designated by the province or program authority referred to in subsection (1) that issued the unit or credit for use as a compliance unit for the purposes of remittance to the Minister under section 174, paragraph 178(1)(a) or subsection 181(2) of the Act.

Coming into Force

3 These Regulations come into force on the day on which they are registered.

Modifications

1 Le sous-alinéa 58g)(iii) du *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*¹ est remplacé par ce qui suit :

(iii) selon le cas, la date à laquelle ils ont été retirés ou la date à laquelle ils sont désignés par la province ou le responsable visés au paragraphe 78(1) pour servir d'unités de conformité à remettre au ministre au titre de l'article 174, de l'alinéa 178(1)a) ou du paragraphe 181(2) de la Loi,

2 (1) L'alinéa 78(2)f) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

f) des mesures visant à garantir que la réduction ou l'absorption d'une tonne de CO₂e correspond à au plus une unité ou un crédit;

f.1) des mesures visant à garantir qu'une unité ou un crédit émis au titre du programme ne soit utilisé que par une seule personne;

(2) L'alinéa 78(4)e) du même règlement est remplacé par ce qui suit :

e) être désignés par la province ou le responsable visés au paragraphe (1) qui a émis l'unité ou le crédit pour servir d'unités de conformité à remettre au ministre au titre de l'article 174, de l'alinéa 178(1)a) ou du paragraphe 181(2) de la Loi.

Entrée en vigueur

3 Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

¹ SOR/2019-266

¹ DORS/2019-266

INDEX

COMMISSIONS

Canada Energy Regulator

Application to export electricity to the United States Halia Energy LLC	3256
--	------

Canadian International Trade Tribunal

Determination Lifting equipment and accessories	3257
--	------

Canadian Radio-television and Telecommunications Commission

Decisions	3258
* Notice to interested parties.....	3257
Part 1 applications	3258

GOVERNMENT NOTICES

Citizenship and Immigration, Dept. of

Immigration and Refugee Protection Act Ministerial Instructions for the Student Direct Stream Program	3227
---	------

Environment, Dept. of the

Canadian Environmental Protection Act, 1999 Notice of intent to amend the Domestic Substances List under subsection 87(3) of the Canadian Environmental Protection Act, 1999 to indicate that subsection 81(3) of that Act applies to four substances.....	3230
Significant New Activity No. 21849	3240

Health, Dept. of

Food and Drugs Act Notice of intent — Consultation on modernizing the medical device establishment licensing framework (Phase II)	3247
---	------

Privy Council Office

Appointment opportunities.....	3251
--------------------------------	------

GOVERNMENT NOTICES — *Continued*

Superintendent of Financial Institutions, Office of the

Insurance Companies Act Markel International Insurance Company Limited — Order to insure in Canada risks.....	3250
--	------

MISCELLANEOUS NOTICES

* BNY Trust Company of Canada Reduction of stated capital	3259
Definity Insurance Company Reduction of stated capital	3260
* E.SUN Commercial Bank, Ltd. Application to establish a foreign bank branch	3261
* National Bank of Canada and Canadian Western Bank Letters patent of amalgamation.....	3261

PARLIAMENT

House of Commons

* Filing applications for private bills (First Session, 44th Parliament)	3255
---	------

Senate

Royal assent Bill assented to [October 31, 2024]	3255
---	------

PROPOSED REGULATIONS

Environment, Dept. of the

Greenhouse Gas Pollution Pricing Act Regulations Amending the Output-Based Pricing System Regulations.....	3373
--	------

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

Canadian Environmental Protection Act, 1999 Oil and Gas Sector Greenhouse Gas Emissions Cap Regulations	3264
---	------

* This notice was previously published.

INDEX

AVIS DIVERS

* Banque Nationale du Canada et Banque canadienne de l'Ouest Lettres patentes de fusion	3261
Compagnie d'assurance Definity Réduction du capital déclaré	3260
* Compagnie Trust BNY Canada Réduction du capital déclaré	3259
* E.SUN Commercial Bank, Ltd. Demande d'ouverture d'une succursale de banque étrangère	3261

AVIS DU GOUVERNEMENT

Citoyenneté et de l'Immigration, min. de la Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés Instructions ministérielles relatives au Volet direct pour les études	3227
--	------

Conseil privé, Bureau du Possibilités de nominations	3251
--	------

Environnement, min. de l' Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Avis d'intention de modifier la Liste intérieure en vertu du paragraphe 87(3) de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) pour indiquer que le paragraphe 81(3) de cette loi s'applique à quatre substances	3230
Avis de nouvelle activité n° 21849	3240

Santé, min. de la Loi sur les aliments et drogues Avis d'intention — Consultation sur la modernisation du cadre des licences d'établissement pour les instruments médicaux (phase II)	3247
--	------

Surintendant des institutions financières, Bureau du Loi sur les sociétés d'assurances Markel compagnie d'assurance internationale limitée — Ordonnance autorisant à garantir au Canada des risques	3250
--	------

COMMISSIONS

Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes * Avis aux intéressés	3257
Décisions	3258
Demandes de la partie 1	3258

Régie de l'énergie du Canada Demande visant l'exportation d'électricité aux États-Unis Halia Energy LLC	3256
--	------

Tribunal canadien du commerce extérieur Décision Équipements et accessoires de levage	3257
--	------

PARLEMENT

Chambre des communes * Demandes introductives de projets de loi privés (Première session, 44 ^e législature)	3255
--	------

Sénat Sanction royale Projet de loi sanctionné [le 31 octobre 2024]	3255
--	------

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Environnement, min. de l' Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre Règlement modifiant le Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement	3373
---	------

Environnement, min. de l', et min. de la Santé Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) Règlement sur les plafonds d'émissions de gaz à effet de serre du secteur pétrolier et gazier	3264
--	------

* Cet avis a déjà été publié.