

Registration
SOR/2022-140 June 21, 2022

CANADIAN ENVIRONMENTAL PROTECTION
ACT, 1999
ENVIRONMENTAL VIOLATIONS ADMINISTRATIVE
MONETARY PENALTIES ACT

P.C. 2022-704 June 20, 2022

Whereas, under subsection 332(1)^a of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b, the Minister of the Environment published in the *Canada Gazette*, Part I, on December 19, 2020, a copy of the proposed *Clean Fuel Regulations*, substantially in the annexed form, and persons were given an opportunity to file comments with respect to the proposed Regulations or to file a notice of objection requesting that a board of review be established and stating the reasons for the objection;

Whereas the Governor in Council is of the opinion that the proposed Regulations could make a significant contribution to the prevention of, or a reduction in, air pollution resulting, directly or indirectly, from the combustion of liquid fossil fuels;

And whereas, under subsection 140(4) of that Act, before recommending the proposed Regulations, the Minister of the Environment offered to consult with the governments of the provinces and the members of the National Advisory Committee who are representatives of Aboriginal governments;

Therefore, Her Excellency the Governor General in Council, on the recommendation of the Minister of the Environment, makes the annexed *Clean Fuel Regulations* under sections 140^c and 326 and subsection 330(2) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*^b and subsection 5(1) of the *Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Act*^d.

Enregistrement
DORS/2022-140 Le 21 juin 2022

LOI CANADIENNE SUR LA PROTECTION
DE L'ENVIRONNEMENT (1999)
LOI SUR LES PÉNALITÉS ADMINISTRATIVES
EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT

C.P. 2022-704 Le 20 juin 2022

Attendu que, conformément au paragraphe 332(1)^a de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b, le ministre de l'Environnement a fait publier dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, le 19 décembre 2020, le projet de règlement intitulé *Règlement sur les combustibles propres*, conforme en substance au texte ci-après, et que les intéressés ont ainsi eu la possibilité de présenter leurs observations à cet égard ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution d'une commission de révision;

Attendu que la gouverneure en conseil estime que le projet de règlement pourrait contribuer sensiblement à prévenir ou à réduire la pollution atmosphérique résultant directement ou indirectement de la combustion de combustibles fossiles liquides;

Attendu que, aux termes du paragraphe 140(4) de cette loi, le ministre de l'Environnement, avant de recommander la prise du règlement, a proposé de consulter les gouvernements provinciaux ainsi que les membres du comité consultatif national qui sont des représentants de gouvernements autochtones,

À ces causes, sur recommandation du ministre de l'Environnement et en vertu des articles 140^c et 326 et du paragraphe 330(2) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*^b et du paragraphe 5(1) de la *Loi sur les pénalités administratives en matière d'environnement*^d, Son Excellence la Gouverneure générale en conseil prend le *Règlement sur les combustibles propres*, ci-après.

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

^b S.C. 1999, c. 33

^c S.C. 2008, c. 31, s. 2

^d S.C. 2009, c. 14, s. 126

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

^b L.C. 1999, ch. 33

^c L.C. 2008, ch. 31, art. 2

^d L.C. 2009, ch. 14, art. 126

TABLE OF PROVISIONS**Clean Fuel Regulations****Interpretation**

- 1** Definitions
- 2** Incorporation by reference
- 3** Standard conditions

Application

- 4** Exemption — primary suppliers

Requirements for Liquid Fuels**Carbon-Intensity Limits**

- 5** Requirement — carbon intensity
- 6** Volumetric requirement — gasoline
- 7** Volumetric requirement — diesel
- 8** Pool of liquid fuel — volume

Reduction Requirement

- 9** Reduction in tonnes

Registration as Primary Supplier

- 10** Registration report

Compliance Credits**Use**

- 11** Satisfaction of reduction requirement
- 12** Deemed compliance — gasoline
- 13** July 31 — gasoline
- 14** December 15 — gasoline
- 15** Limits on credit use — funding program
- 16** Deferral of reduction requirements
- 17** Increase to deferred portion
- 18** Reduction — July 31

TABLE ANALYTIQUE**Règlement sur les combustibles propres****Définitions et interprétation**

- 1** Définitions
- 2** Incorporation par renvoi
- 3** Conditions normales

Application

- 4** Exemption — fournisseur principal

Exigences pour les combustibles liquides**Limites d'intensité en carbone**

- 5** Exigence — intensité en carbone
- 6** Exigence volumétrique — essence
- 7** Exigence volumétrique — diesel
- 8** Stocks de combustibles liquides — volume

Exigence de réduction

- 9** Réduction en tonnes métriques

Enregistrement comme fournisseur principal

- 10** Rapport d'enregistrement

Unités de conformité**Utilisation**

- 11** Satisfaction à l'exigence de réduction
- 12** Conformité réputée — essence
- 13** 31 juillet — essence
- 14** 15 décembre — essence
- 15** Limite d'utilisation — programme de financement
- 16** Report des exigences de réduction
- 17** Majoration de la partie reportée
- 18** Réduction au 31 juillet

Creation	Création
Reduction of CO₂e Emissions	Réduction des émissions de CO₂e
19 Liquid class	19 Catégorie des combustibles liquides
20 Gaseous class	20 Catégorie des combustibles gazeux
21 Agreement to create credits	21 Accord de création d'unités
22 Submission to Minister	22 Transmission au ministre
Creation of Provisional Compliance Credits	Création d'unités de conformité provisoires
23 Creation of provisional compliance credits	23 Création d'unités de conformité provisoires
24 Deposit into account	24 Inscription au compte
Registration as Registered Creator	Enregistrement comme créateur enregistré
25 Registration report	25 Rapport d'enregistrement
26 Change of information	26 Modification des renseignements
27 Cancellation of registration	27 Annulation de l'enregistrement
Compliance-Credit Accounts	Comptes des unités de conformité
28 Opening	28 Ouverture
29 Credit remains in account	29 Unités de conformité au compte
CO₂e-Emission-Reduction Project	Projet de réduction des émissions de CO₂e
30 Series of activities	30 Série d'activités
31 Generic quantification method	31 Méthode de quantification générique
32 Specific quantification method	32 Méthode de quantification spécifique
33 Exception	33 Exception
34 Application for recognition	34 Demande de reconnaissance
35 Recognition — generic quantification method	35 Reconnaissance — méthode de quantification générique
36 Recognition — specific quantification method	36 Reconnaissance — méthode de quantification spécifique
37 Application for recognition — change of method	37 Demande de reconnaissance — changement de méthode
38 Application for recognition — project in foreign country	38 Demande de reconnaissance — pays étranger
39 Recognition — project in foreign country	39 Reconnaissance — projet dans un pays étranger
40 Application for recognition — change of method	40 Demande de reconnaissance — changement de méthode
41 Number of compliance credits — projects in foreign country	41 Nombre d'unités de conformité — étranger
42 Extension of period — five years	42 Prolongation de la période — cinq ans
43 Federal or provincial laws	43 Textes législatifs fédéraux ou provinciaux
44 Failure to comply with record requirements	44 Non-conformité aux exigences relatives aux renseignements

Displacement of Fossil Fuel Usage

Land-Use and Biodiversity Criteria for Low-Carbon-Intensity Fuels

- 45** Maximum quantity
- 46** Eligibility requirements
- 47** Quantity of eligible feedstock
- 48** Wildlife habitat
- 49** Damaging agents
- 50** Crops — indirect changes to land use
- 51** Crops — excluded land
- 52** Forest-based feedstock
- 53** Exemption — approval by EPA
- 54** Exemption — no net expansion
- 55** Exemption — other laws
- 56** Low-carbon-intensity fuel
- 57** Producer or importer — paragraph 46(1)(a)
- 58** Declaration by harvester
- 59** Producer records
- 60** Non-application
- 61** Certification
- 62** Approval by Minister
- 63** Eligibility conditions for accreditation
- 64** No outsource
- 65** Consecutive certifications
- 66** Certification team — members
- 67** Applicable standards for certification
- 68** Annual surveillance audit
- 69** Site visits
- 70** Unambiguous identification
- 71** Denial or revocation
- 72** Denial or suspension of certification
- 73** Other circumstances of non-conformity
- 74** Prior certification under another certification scheme

Determination of Carbon Intensity

- 75** Low-carbon-intensity fuel
- 76** Fuel LCA Model — registered creator or foreign supplier
- 77** Fuel LCA Model — co-processed low-carbon-intensity fuel

Remplacement de l'utilisation de combustibles fossiles

Critères d'utilisation des terres et critères de biodiversité pour les combustibles à faible intensité en carbone

- 45** Quantité maximale
- 46** Conditions d'admissibilité
- 47** Quantité de charges d'alimentation admissibles
- 48** Habitat faunique
- 49** Agents nuisibles
- 50** Culture — changements indirects d'utilisation des terres
- 51** Cultures — terres exclues
- 52** Charges d'alimentation forestières
- 53** Exemption — approbation par l'EPA
- 54** Exemption — absence d'expansion nette
- 55** Exemption — autres textes législatifs
- 56** Combustibles à faible intensité en carbone
- 57** Producteurs ou importateurs — alinéa 46(1)a)
- 58** Déclaration du récoltant
- 59** Dossiers du producteur
- 60** Non-application
- 61** Certification
- 62** Approbation du ministre
- 63** Conditions d'admissibilité à l'accréditation
- 64** Aucune sous-traitance
- 65** Certifications consécutives
- 66** Membres de l'équipe de certification
- 67** Normes applicables à la certification
- 68** Audits de surveillance annuels
- 69** Visite de site
- 70** Identification non ambiguë
- 71** Rejet ou révocation
- 72** Rejet ou suspension du certificat
- 73** Non-conformité — autres situations
- 74** Certification antérieure — autre régime

Détermination de l'intensité en carbone

- 75** Combustible à faible intensité en carbone
- 76** Modèle ACV des combustibles
- 77** Combustibles cotraités à faible intensité en carbone

78	Compressed and liquefied gases	78	Gaz comprimés et liquéfiés
79	Electricity	79	Électricité
80	Application for approval of carbon intensity	80	Demande d'approbation — intensité en carbone
81	Pathway approval	81	Approbation de la filière
82	Information to be provided	82	Renseignements à fournir
83	Information to be provided — section 78	83	Renseignements à fournir — article 78
84	Information to be provided — section 79	84	Renseignements à fournir — article 79
85	Approval	85	Approbation
86	End of validity	86	Fin de validité
87	New application	87	Nouvelle demande
88	Adjustment of credits	88	Ajustement des unités
89	Adjustment — actual carbon intensity	89	Ajustement selon l'intensité en carbone réelle
90	Adjustment after June 30, 2024	90	Ajustement après le 30 juin 2024
91	Application for temporary approval	91	Demande d'approbation temporaire
92	Registration of foreign supplier	92	Enregistrement du fournisseur étranger
93	Registration — carbon-intensity contributor	93	Contributeur à l'intensité en carbone — enregistrement
	Low-Carbon-Intensity Fuels		Combustibles à faible intensité en carbone
94	Liquid class	94	Catégorie des combustibles liquides
95	Gaseous class	95	Catégorie des combustibles gazeux
96	Biogas used to produce electricity	96	Biogaz utilisé pour produire de l'électricité
97	Multiple feedstocks	97	Multiplés charges d'alimentation
	Fuel or Other Energy Source for Vehicles		Combustibles ou autres sources d'énergie pour les véhicules
98	Gas for vehicles	98	Gaz pour véhicules
99	Renewable gaseous fuel	99	Combustibles gazeux renouvelables
100	Creator — producer or importer	100	Créateur — producteur ou importateur
101	Electricity — charging-site host	101	Électricité — hôtes d'une station de recharge
102	Electricity — charging-network operator	102	Électricité — exploitants d'un réseau de recharge
103	Use of revenue — electric vehicles	103	Utilisation des revenus — véhicules électriques
104	Hydrogen	104	Hydrogène
	Compliance-Credit Transfer System		Mécanisme de cession des unités de conformité
	General		Règles générales
105	Participating registered creator	105	Créateur enregistré participant
106	Eligibility to transfer credits	106	Admissibilité à céder des unités
107	Fair market value	107	Juste valeur marchande

Transfer of Compliance Credits

- 108** Transfer on creation
109 Immediate transfer

Compliance-Credit Clearance Mechanism

- 110** Pledging credits to mechanism
111 No clearance mechanism
112 Transfer through clearance mechanism

Registered Emission-Reduction Funding Program

- 113** Registration
114 Application for registration
115 Registration — conditions
116 Cancelling registration
117 List of programs
118 Contribution to funding program
119 No subsequent transfer

Reporting

- 120** Annual credit-creation report
121 Quarterly credit-creation reports
122 Credit-adjustment report
123 Carbon-intensity-pathway report
124 Material balance report
125 Compliance-credit revenue report
126 Compliance-credit balance report
127 Compliance report
128 Complementary compliance report

Verification**Obligation to Verify**

- 129** Condition of eligibility — reports and applications
130 Verification of applications
131 Verification of reports
132 Declarations
133 Contents of verification report
134 Management system and processes

Cession à la création des unités de conformité

- 108** Cession à la création
109 Transfert immédiat

Marché de compensation des unités de conformité

- 110** Engagement de cession sur le marché
111 Absence de marché de compensation
112 Cession sur le marché de compensation

Programme enregistré de financement des réductions des émissions

- 113** Enregistrement
114 Demande d'enregistrement
115 Enregistrement — conditions
116 Annulation de l'enregistrement
117 Liste des programmes
118 Contribution au programme
119 Inaccessibilité

Rapports

- 120** Rapport annuel sur la création
121 Rapports trimestriels sur la création
122 Rapport d'ajustement des unités de conformité
123 Rapport — filières d'intensité en carbone
124 Rapport sur le bilan matières
125 Rapport — revenus des unités de conformité
126 Rapport sur le solde des unités
127 Rapport de conformité
128 Rapport de conformité complémentaire

Vérification**Exigence de vérification**

- 129** Recevabilité des demandes et des rapports
130 Vérification des demandes
131 Vérification des rapports
132 Déclarations
133 Contenu du rapport de vérification
134 Système et processus de gestion

135 Submission of all reports**135** Transmission de tous les rapports**136** Monitoring plan**136** Plan de surveillance

Requirements Respecting Verification Bodies

Exigences relatives à l'organisme de vérification

137 Accredited body**137** Organisme accrédité**138** Eligibility conditions for accreditation**138** Conditions d'admissibilité à l'accréditation**139** Independent reviewer**139** Examineur indépendant**140** Technical accreditation**140** Domaines techniques d'accréditation**141** Team leader**141** Responsable d'équipe**142** Subcontract — conditions**142** Sous-traitance — conditions**143** Outsourcing of verification — conditions**143** Externalisation des vérifications — conditions**144** Other verification report**144** Autre rapport de vérification**145** Conflicts of interest**145** Conflits d'intérêts**146** No work without decision by Minister**146** Aucune vérification sans décision du ministre**147** Five consecutive verifications**147** Cinq vérifications consécutives

Applicable Standards

Normes applicables

148 Verification of application and report**148** Vérification des demandes et des rapports**149** Criteria**149** Critères**150** Materiality quantitative threshold**150** Seuils d'importance relative quantitative**151** Material qualitative misstatements**151** Déclarations erronées qualitatives d'importance significative**152** Site visits**152** Visites de site**153** Aggregate quantitative misstatements**153** Regroupement des déclarations erronées quantitatives**154** Opinion**154** Avis

Excess Compliance Credits

Excédent d'unités de conformité

155 Export — request for cancellation and report**155** Exportations — demande d'annulation**156** Re-submission of report**156** Rapport transmis à nouveau**157** Notice of error**157** Avis d'erreur**158** Suspension of excess compliance credits**158** Suspension des unités de conformité excédentaires**159** Lifting of suspension**159** Levée de la suspension**160** Cancellation of excess credits**160** Annulation des unités de conformité

Measurement, Electronic Reporting and Records

Mesure, rapports électroniques et consignation

Measurement

Mesure

161 Requirements**161** Exigences**162** Biogas energy density**162** Densité énergétique du biogaz**163** Rounding**163** Arrondissement

Electronic Reporting**164** Electronic submission — report or notice**Recording and Retention of Information****165** When records are made**166** Retention of information**167** Records related to compliance units**168** Information requested by Minister**Transitional Provisions****169** Gasoline compliance units**170** Distillate compliance units**171** Request for deposit of credits**Consequential Amendments****172** *Renewable Fuels Regulations***173** *Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Regulations***Repeal****175** Repeal**Coming into Force****176** Registration**SCHEDULE 1****SCHEDULE 2****SCHEDULE 3****SCHEDULE 4****SCHEDULE 5****SCHEDULE 6****SCHEDULE 7****SCHEDULE 8****SCHEDULE 9****SCHEDULE 10****SCHEDULE 11****SCHEDULE 12****SCHEDULE 13****Rapports électroniques****164** Transmission électronique — rapports ou avis**Consignation et conservation des renseignements****165** Moment de la consignation**166** Conservation des renseignements**167** Conservation des renseignements — unités de conformité**168** Demande du ministre — renseignements**Dispositions transitoires****169** Unités de conformité visant l'essence**170** Unités de conformité visant le distillat**171** Demande d'inscription d'unités**Modifications corrélatives****172** *Règlement sur les carburants renouvelables***173** *Règlement sur les pénalités administratives en matière d'environnement***Abrogation****175** Abrogation**Entrée en vigueur****176** Enregistrement**ANNEXE 1****ANNEXE 2****ANNEXE 3****ANNEXE 4****ANNEXE 5****ANNEXE 6****ANNEXE 7****ANNEXE 8****ANNEXE 9****ANNEXE 10****ANNEXE 11****ANNEXE 12****ANNEXE 13**

SCHEDULE 14

SCHEDULE 15

SCHEDULE 16

SCHEDULE 17

SCHEDULE 18

SCHEDULE 19

SCHEDULE 20

SCHEDULE 21

ANNEXE 14

ANNEXE 15

ANNEXE 16

ANNEXE 17

ANNEXE 18

ANNEXE 19

ANNEXE 20

ANNEXE 21

Clean Fuel Regulations

Interpretation

Definitions

1 (1) The following definitions apply in these Regulations.

account holder, with respect to any account opened under section 28, means the primary supplier or registered creator for whom the Minister opened the account. (*titulaire*)

Act means the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*. (*Loi*)

authorized agent means,

(a) in respect of a corporation, any officer of the corporation who is authorized to act on its behalf;

(b) in respect of an individual, that individual or any person authorized to act on behalf of that individual; and

(c) in respect of any other entity, any person authorized to act on behalf of that entity. (*agent autorisé*)

baseline carbon intensity means the weighted average carbon intensity of the gasoline or diesel used in Canada for the year 2016, as set out in subsection 5(3). (*intensité en carbone de base*)

biogas means a gaseous mixture that is recovered from the anaerobic decomposition of biomass and that consists primarily of methane and carbon dioxide and contains other constituents that prevent it from meeting the standard for injection into the nearest natural gas pipeline. (*biogaz*)

biomass means the biodegradable fraction of products, waste and residues of a biological origin — including plant

Règlement sur les combustibles propres

Définitions et interprétation

Définitions

1 (1) Les définitions qui suivent s'appliquent au présent règlement.

agent autorisé

a) Dans le cas d'une personne morale, celui de ses dirigeants qui est autorisé à agir en son nom;

b) dans le cas d'un individu, celui-ci ou toute personne qui est autorisée à agir en son nom;

c) dans le cas de toute autre entité, toute personne qui est autorisée à agir en son nom. (*authorized agent*)

biogaz Mélange gazeux récupéré de la décomposition anaérobie de la biomasse et composé principalement de méthane et de dioxyde de carbone qui contient d'autres composants qui le rendent impropre, selon les normes, à l'injection dans le pipeline de gaz naturel le plus proche. (*biogaz*)

biomasse Fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique, notamment les substances végétales et animales, provenant de l'agriculture, de la sylviculture ou d'autres industries telles que la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction des déchets — notamment les déchets industriels et municipaux — d'origine biologique. (*biomass*)

borne de recharge Appareil utilisé au Canada pour charger la batterie à bord d'un véhicule électrique par la fourniture d'électricité au véhicule électrique et doté de la capacité de communiquer avec un serveur par Internet, par signal cellulaire ou par véhicule communicant pour faire rapport de l'heure et de la quantité d'électricité fournie. (*charging station*)

and animal substances — originating from agriculture, forestry and other industries, such as fishing and aquaculture, as well as the fraction of waste, including industrial and municipal waste, of a biological origin. (*biomasse*)

carbon intensity, in relation to a fuel, energy source, or material input that is renewable natural gas, biogas, renewable propane or hydrogen, means the quantity in grams of CO₂e per megajoule of energy contained in that fuel, energy source or material input that is released over the life cycle of that fuel, energy source or material input, including during the activities carried out during the stages of the life cycle, such as

- (a) the extraction or production of the feedstock used to produce the fuel, energy source or material input;
- (b) the processing, refining or upgrading of the feedstock to produce the fuel, energy source or material input;
- (c) the transportation or distribution of the feedstock, of intermediary products or of the fuel, energy source or material input; and
- (d) the combustion of the fuel. (*intensité en carbone*)

carbon-intensity contributor means a person who applies for the approval of a carbon intensity under subsection 80(1) for a set of activities carried out over the life cycle of a fuel in the liquid class or a low-carbon-intensity fuel with the intention to transfer the approved carbon intensity to a registered creator or foreign supplier or to another carbon-intensity contributor. (*contributeur à l'intensité en carbone*)

charging-network operator means a person who operates a communication platform that collects data on the electricity supplied by a charging station and who is the owner of that data. (*exploitant d'un réseau de recharge*)

charging-site host means a person who owns or leases a charging station and who has the legal right to have the charging station installed. (*hôte d'une station de recharge*)

charging station means a device that is used in Canada to charge the battery on board an electric vehicle by supplying electricity to the electric vehicle and that is capable of communicating with a server, whether through the Internet or using a cellular signal or connected vehicle communications, to report the quantity of electricity supplied and the time at which it is supplied. (*borne de recharge*)

CO₂e means the quantity of carbon dioxide, expressed in grams or tonnes, that would be required to produce a warming effect equivalent to another greenhouse gas over a particular period of time, as set out in the Fuel LCA Model. (*CO₂e*)

catégorie des combustibles gazeux Catégorie constituée du propane et du gaz naturel. (*gaseous class*)

catégorie des combustibles liquides Catégorie constituée des combustibles fossiles qui sont à l'état liquide dans des conditions normales. (*liquid class*)

charge d'alimentation à base de pétrole Pétrole brut ou substance produite à partir de pétrole brut ou de gaz naturel, qui est principalement utilisé comme charge d'alimentation pour produire un combustible fossile dans une raffinerie ou une usine de valorisation. Sont exclues les charges d'alimentation produites à partir de produits pétrochimiques ou d'autres flux d'hydrocarbures qui ont subi un traitement supplémentaire tel que la transformation de gaz en liquide. (*petroleum feedstock*)

charge d'alimentation admissible Charge d'alimentation qui est admissible aux termes de l'article 46 et qui satisfait aux exigences prévues aux articles 48 à 52, sauf si elle est exemptée des exigences prévues aux articles 53 à 55, ainsi qu'aux exigences prévues à l'article 57. (*eligible feedstock*)

CO₂e Quantité de dioxyde de carbone, exprimée en grammes ou en tonnes métriques, qui serait nécessaire pour produire un effet de réchauffement équivalent à celui d'un autre gaz à effet de serre sur une période donnée, figurant dans le modèle ACV des combustibles. (*CO₂e*)

combustible à faible intensité en carbone Combustible liquide ou gazeux qui n'entre ni dans la catégorie des combustibles liquides, ni dans la catégorie des combustibles gazeux et dont l'intensité en carbone, pour la période de conformité au cours de laquelle il a été produit ou importé, est d'au plus :

- a) s'agissant d'un combustible qui est à l'état liquide dans des conditions normales, 90 % de l'intensité en carbone de référence prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour cette période de conformité;
- b) s'agissant du gaz naturel renouvelable comprimé ou du gaz naturel renouvelable liquéfié visés au paragraphe 99(1), du gaz naturel renouvelable visé au paragraphe 100(1) ou de l'hydrogène visé à l'alinéa 104(1)b), l'intensité en carbone de référence prévue à l'article 2 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour cette période de conformité;
- c) s'agissant du propane renouvelable visé aux paragraphes 99(1) ou 100(1) ou du propane cotraité à faible intensité en carbone visé au paragraphe 99(1), l'intensité en carbone de référence prévue à l'article 3 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour cette période de conformité;
- d) s'agissant de gaz naturel renouvelable ou d'hydrogène — non visés à l'alinéa b) — ou de biogaz, 90 % de

compliance-credit transfer system means the system administered by the Minister for the transfer of credits in accordance with sections 105 to 112. (*mécanisme de cession des unités de conformité*)

compliance period means

(a) the period that begins on the day on which these Regulations are registered and ends on December 31, 2022;

(b) the period that begins on January 1, 2023 and ends on June 30, 2023;

(c) the period that begins on July 1, 2023 and ends on December 31, 2023; or

(d) after December 31, 2023, each calendar year. (*période de conformité*)

co-processed low-carbon-intensity fuel means the portion of a fuel that is produced from a mixture of a petroleum feedstock and a non-petroleum feedstock that are used simultaneously in the same processing unit of a petroleum refinery or upgrader facility and that is a low-carbon-intensity fuel derived from a non-petroleum feedstock. (*combustible cotraité à faible intensité en carbone*)

co-processed low-carbon-intensity propane means a co-processed low-carbon-intensity fuel that is a mixture that is gaseous at standard conditions and consists primarily of propane. (*propane cotraité à faible intensité en carbone*)

crop includes a woody biomass crop with a rotational period that is not more than 25 years. (*culture*)

deferred portion of the reduction requirements, with respect to a compliance period, means the portion of the sum of the reduction requirements in respect of gasoline and diesel for that compliance period that has been deferred by a primary supplier in accordance with section 16, as increased in accordance with section 17 and as reduced in accordance with section 18. (*partie reportée des exigences de réduction*)

diesel means liquid petroleum fuel that

(a) is sold or represented as diesel or as a fuel suitable for use in a diesel engine; or

(b) evaporates at atmospheric pressure, has a boiling point between 130°C and 400°C and is suitable for use in a diesel engine. (*diesel*)

diesel replacement means a liquid low-carbon-intensity fuel that is suitable for use in a diesel engine, furnace or open flame burner or that is used in aviation. (*substitut du diesel*)

l'intensité en carbone de référence prévue à l'article 2 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour cette période de conformité;

e) s'agissant de propane renouvelable ou de propane cotraité à faible intensité en carbone — non visés à l'alinéa c) —, 90 % de l'intensité en carbone de référence prévue à l'article 3 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour cette période de conformité. (*low-carbon-intensity fuel*)

combustible cotraité à faible intensité en carbone Portion du combustible produit à partir d'un mélange de charges d'alimentation à base de pétrole et d'autres charges d'alimentation simultanément utilisées dans la même unité de traitement d'une raffinerie ou d'une usine de valorisation qui est produite à partir d'une charge d'alimentation qui n'est pas une charge d'alimentation à base de pétrole et qui est un combustible à faible intensité en carbone. (*co-processed low-carbon-intensity fuel*)

conditions normales S'entend d'une température de 15 °C (59 °F) et d'une pression de 101,325 kPa (14,696 lb/po2 (abs.)). (*standard conditions*)

contributeur à l'intensité en carbone Personne qui demande l'approbation d'une intensité en carbone au titre du paragraphe 80(1) pour un ensemble d'activités menées au cours du cycle de vie d'un combustible de la catégorie des combustibles liquides ou d'un combustible à faible intensité en carbone en vue de transférer l'intensité en carbone approuvée à un créateur enregistré, à un autre contributeur à l'intensité en carbone ou à un fournisseur étranger. (*carbon-intensity contributor*)

créateur enregistré Personne enregistrée auprès du ministre aux termes du paragraphe 25(1). (*registered creator*)

culture Comprend les cultures provenant de la biomasse ligneuse dont la période de rotation est d'au plus vingt-cinq ans. (*crop*)

déclaration erronée Erreur, omission ou inexactitude, au sens des Méthodes de vérification et de certification, et figurant dans une demande ou un rapport prévu par le présent règlement. (*misstatement*)

diesel Combustible à base de pétrole liquide qui, selon le cas :

a) est vendu ou présenté comme du diesel ou comme du combustible convenant au fonctionnement d'un moteur diesel;

b) s'évapore à la pression atmosphérique, a un point d'ébullition qui se situe entre 130 °C et 400 °C et convient au fonctionnement d'un moteur diesel. (*diesel*)

electric vehicle means a vehicle that is propelled by an electric motor whose source of electricity is a rechargeable battery that is charged from a source of electricity that is not on board the vehicle. It includes a plug-in hybrid electric vehicle. (*véhicule électrique*)

eligible feedstock means a feedstock that is eligible under section 46 and meets the requirements set out in sections 48 to 52, except if it is exempted under any of sections 53 to 55, as well as the requirements set out in section 57. (*charge d'alimentation admissible*)

EPA means the United States Environmental Protection Agency. (*EPA*)

foreign supplier means the owner of a facility outside Canada at which a low-carbon-intensity fuel is produced or the person who leases, operates, controls or manages such a facility. (*fournisseur étranger*)

Fuel LCA Model means the fuel life-cycle assessment model that is developed by the Minister in accordance with ISO Standard 14040 and that consists of the procedures that must be followed to determine the carbon intensity of a fuel, energy source or material input using life-cycle inventories for various pathways. (*modèle ACV des combustibles*)

fuelling station means a facility in Canada at which vehicles are supplied with fuel or with hydrogen used as an energy source and includes a mobile facility. (*station de ravitaillement*)

gaseous class means a class of fuel consisting of propane and natural gas. (*catégorie des combustibles gazeux*)

gasoline means liquid petroleum fuel that

(a) is sold or represented as gasoline, as a fuel suitable for use in a spark-ignition engine or as a fuel requiring only the addition of a low-carbon-intensity fuel or an oxygenate to make it suitable for use in a spark-ignition engine; or

(b) is suitable for use in a spark-ignition engine and has, as determined by the applicable test method listed in National Standard of Canada CAN/CGSB-3.5-2021, entitled *Automotive Gasoline*, the following characteristics:

- (i) a vapour pressure of no less than 38 kPa,
- (ii) an anti-knock index of no less than 80,
- (iii) a distillation temperature at which 10% of the fuel has evaporated of no less than 35°C and no more than 70°C, and

EPA L'Environmental Protection Agency des États-Unis. (*EPA*)

essence Combustible à base de pétrole liquide qui, selon le cas :

a) est vendu ou présenté comme de l'essence, comme du combustible convenant au fonctionnement d'un moteur à allumage par bougies ou comme nécessitant seulement l'ajout de combustible à faible intensité en carbone ou de produit oxygéné pour convenir au fonctionnement d'un tel moteur;

b) convient au fonctionnement d'un moteur à allumage par bougies et, selon la méthode d'essai applicable indiquée dans la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.5-2021, intitulée *Essence automobile*, présente les caractéristiques suivantes :

- (i) une tension de vapeur d'au moins 38 kPa,
- (ii) un indice antidétonant d'au moins 80,
- (iii) une température de distillation à laquelle 10 % du combustible s'est évaporé d'au moins 35 °C et d'au plus 70 °C,
- (iv) une température de distillation à laquelle 50 % du combustible s'est évaporé d'au moins 65 °C et d'au plus 120 °C. (*gasoline*)

exigence de réduction Exigence de réduction déterminée conformément à l'article 9. (*reduction requirement*)

exigence de réduction totale Somme des exigences de réduction pour l'essence et le diesel pour la dernière période de conformité ayant expiré et de la partie reportée des exigences de réduction pour chaque période de conformité antérieure. (*total reduction requirement*)

exploitant d'un réseau de recharge Personne qui exploite un système de communication qui recueille les données relatives à l'électricité fournie par des bornes de recharge et qui est le propriétaire de ces données. (*charging-network operator*)

fournisseur étranger Propriétaire de l'installation située à l'extérieur du Canada où sont produits des combustibles à faible intensité en carbone, ou personne qui loue, exploite, contrôle ou gère l'installation. (*foreign supplier*)

fournisseur principal

a) S'agissant d'essence ou de diesel produits dans une installation de production de combustibles au Canada, le propriétaire de l'installation ou la personne qui la loue, l'exploite, la contrôle ou la gère;

b) s'agissant d'essence ou de diesel importés au Canada, l'importateur. (*primary supplier*)

(iv) a distillation temperature at which 50% of the fuel has evaporated of no less than 65°C and no more than 120°C. (*essence*)

gasoline replacement means a liquid low-carbon-intensity fuel that is suitable for use in a spark-ignition engine. (*substitut de l'essence*)

GPS means global positioning system. (*GPS*)

hydrogen fuel cell vehicle means a vehicle propelled solely by an electric motor that uses electricity produced by an electrochemical cell from hydrogen. (*véhicule à pile à hydrogène*)

ISO/IEC Standard 17011 means International Standard ISO/IEC 17011, entitled *Conformity assessment – Requirements for accreditation bodies accrediting conformity assessment bodies*, published by the International Organization for Standardization. (*norme ISO/IEC 17011*)

ISO/IEC Standard 17021-1 means the International Standard ISO/IEC 17021-1, entitled *Conformity assessment – Requirements for bodies providing audit and certification of management systems – Part 1: Requirements*, published by the International Organization for Standardization (*norme ISO/IEC 17021-1*)

ISO/IEC Standard 17065 means the International Standard ISO/IEC 17065, entitled *Conformity assessment – Requirements for bodies certifying products, processes and services*, published by the International Organization for Standardization. (*norme ISO/IEC 17065*)

ISO Standard 14040 means the International Standard ISO 14040, entitled *Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework*, published by the International Organization for Standardization. (*norme ISO 14040*)

ISO Standard 14044 means the International Standard ISO 14044, entitled *Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines*, published by the International Organization for Standardization. (*norme ISO 14044*)

ISO Standard 14064-2 means the International Standard ISO 14064-2, entitled *Greenhouse gases – Part 2: Specification with guidance at the project level for quantification, monitoring and reporting of greenhouse gas emission reductions or removal enhancements*, published by the International Organization for Standardization. (*norme ISO 14064-2*)

ISO Standard 14064-3:2019 means the International Standard ISO 14064-3:2019, entitled *Greenhouse gases – Part 3: Specification with guidance for the verification and validation of greenhouse gas statements*, published

gaz naturel renouvelable Gaz provenant du traitement du biogaz ou gaz naturel synthétique provenant de la biomasse qui, selon les normes, convient à l'injection dans le pipeline de gaz naturel le plus proche. (*renewable natural gas*)

GPS Système mondial de localisation. (*GPS*)

hôte d'une station de recharge Propriétaire ou locataire d'une borne de recharge légalement autorisé à la faire installer. (*charging-site host*)

intensité en carbone Relativement à un combustible, à une source d'énergie ou à un apport matériel qui est du gaz naturel renouvelable, du biogaz, du propane renouvelable ou de l'hydrogène, quantité de CO₂e, exprimée en grammes, par mégajoule d'énergie contenue dans le combustible, la source d'énergie ou l'apport matériel, qui est rejetée au cours du cycle de vie du combustible, de la source d'énergie ou de l'apport matériel, y compris pendant les activités menées au cours des étapes du cycle de vie, notamment :

- a) l'extraction ou la production de la charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible, la source d'énergie ou l'apport matériel;
- b) le traitement, le raffinage ou la valorisation de cette charge d'alimentation pour produire le combustible, la source d'énergie ou l'apport matériel;
- c) le transport ou la distribution de cette charge d'alimentation, des produits intermédiaires, du combustible, de la source d'énergie ou de l'apport matériel;
- d) la combustion du combustible. (*carbon intensity*)

intensité en carbone de base Moyenne pondérée des intensités en carbone de l'essence ou du diesel utilisé au Canada en 2016 et prévue au paragraphe 5(3). (*baseline carbon intensity*)

Loi La Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999). (*Act*)

mécanisme de cession des unités de conformité Mécanisme géré par le ministre pour la cession d'unités de conformité conformément aux articles 105 à 112. (*compliance-credit transfer system*)

Méthodes de vérification et de certification Le document intitulé *Méthodes de vérification et de certification – Règlement sur les combustibles propres*, élaboré et publié par le ministre. (*Methods for Verification and Certification*)

modèle ACV des combustibles Modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles élaboré par le ministre conformément à la norme ISO 14040 et constitué des procédures à suivre pour déterminer l'intensité en carbone de

by the International Organization for Standardization, as it read on May 1, 2019. (*norme ISO 14064-3:2019*)

ISO Standard 19011 means the International Standard ISO 19011, entitled *Guidelines for auditing management systems*, published by the International Organization for Standardization. (*norme ISO 19011*)

liquid class means a class of fuel consisting of the fossil fuels that are liquid at standard conditions. (*catégorie des combustibles liquides*)

low-carbon-intensity fuel means a liquid or gaseous fuel that is not a fuel in the liquid class or gaseous class and that has a carbon intensity, for the compliance period during which the fuel was produced or imported, that does not exceed

(a) 90% of the reference carbon intensity set out for that compliance period in item 1, column 2, of Schedule 1, in the case of a fuel that is in the liquid state at standard conditions;

(b) the reference carbon intensity set out for that compliance period in item 2, column 2, of Schedule 1, in the case of compressed renewable natural gas and liquefied renewable natural gas referred to in subsection 99(1), renewable natural gas referred to in subsection 100(1) or hydrogen referred to in paragraph 104(1)(b);

(c) the reference carbon intensity set out for that compliance period in item 3, column 2, of Schedule 1, in the case of renewable propane referred to in subsection 99(1) or 100(1) and co-processed low-carbon-intensity propane referred to in subsection 99(1);

(d) 90% of the reference carbon intensity set out for that compliance period in item 2, column 2, of Schedule 1, in the case of biogas or in the case of renewable natural gas and hydrogen that is not referred to in paragraph (b); or

(e) 90% of the reference carbon intensity set out for that compliance period in item 3, column 2, of Schedule 1, in the case of renewable propane and co-processed low-carbon-intensity propane that is not referred to in paragraph (c). (*combustible à faible intensité en carbone*)

marine vessel means any boat, ship or other vessel that is designed, used or capable of being used for navigation in, on or through water but is not designed for self-propulsion out of water. (*navire*)

Methods for Verification and Certification means the document entitled *Methods for Verification and Certification — Clean Fuel Regulations* that is developed and published by the Minister. (*Méthodes de vérification et de certification*)

combustibles, d'apports matériels ou de sources d'énergie, à partir des inventaires des cycles de vie de différentes filières. (*Fuel LCA Model*)

navire Tout bateau, toute embarcation ou tout bâtiment conçu, utilisé ou utilisable pour la navigation sur ou sous l'eau mais qui n'est pas conçu pour se déplacer hors de l'eau. (*marine vessel*)

norme ISO 14040 La norme internationale ISO 14040, intitulée *Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Principes et cadre*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation. (*ISO Standard 14040*)

norme ISO 14044 La norme internationale ISO 14044, intitulée *Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation. (*ISO Standard 14044*)

norme ISO 14064-2 La norme internationale ISO 14064-2, intitulée *Gaz à effet de serre — Partie 2: Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la rédaction de rapports sur les réductions d'émissions ou les accroissements de suppressions des gaz à effet de serre*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation. (*ISO Standard 14064-2*)

norme ISO 14064-3:2019 La norme internationale ISO 14064-3:2019, 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*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation, dans sa version du 1^{er} mai 2019. (*ISO Standard 14064-3:2019*)

norme ISO/IEC 17011 La norme internationale ISO/IEC 17011, intitulée *Évaluation de la conformité — Exigences pour les organismes d'accréditation procédant à l'accréditation d'organismes d'évaluation de la conformité*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation. (*ISO/IEC Standard 17011*)

norme ISO/IEC 17021-1 La norme internationale ISO/IEC 17021-1, intitulée *Évaluation de la conformité — Exigences pour les organismes procédant à l'audit et à la certification des systèmes de management — Partie 1: Exigences*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation. (*ISO/IEC Standard 17021-1*)

norme ISO/IEC 17065 La norme internationale ISO/IEC 17065, intitulée *Évaluation de la conformité — Exigences pour les organismes certifiant les produits, les procédés et les services*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation. (*ISO/IEC Standard 17065*)

norme ISO 19011 La norme internationale ISO 19011, intitulée *Lignes directrices pour l'audit des systèmes de*

misstatement means an error, omission or misreporting, as defined in Methods for Verification and Certification, in an application or report referred to in these Regulations. (*déclaration erronée*)

participant means a primary supplier who is registered with the Minister in accordance with subsection 10(1) or a registered creator who participates in the compliance-credit transfer system. (*participant*)

petroleum feedstock means crude oil or a substance derived from crude oil or natural gas, if it is primarily used as a feedstock to produce a fossil fuel in a petroleum refinery or upgrader facility, but it does not include any feedstock that is derived from petrochemicals or other hydrocarbon streams that have undergone additional processing, such as gas-to-liquid processing. (*charge d'alimentation à base de pétrole*)

primary supplier means a person who

(a) owns, leases, operates, controls or manages a fuel production facility in Canada at which gasoline or diesel is produced; or

(b) imports gasoline or diesel into Canada. (*fournisseur principal*)

provisional compliance credit means a compliance credit referred to in subsection 23(1). (*unité de conformité provisoire*)

reduction requirement means the reduction requirement determined in accordance with section 9. (*exigence de réduction*)

registered creator means a person registered with the Minister in accordance with subsection 25(1). (*créateur enregistré*)

renewable natural gas means gas that meets the standard for injection into the closest natural gas pipeline and that is either synthetic natural gas derived from biomass or gas derived from the processing of biogas. (*gaz naturel renouvelable*)

renewable propane means a mixture that is gaseous at standard conditions, is recovered from the processing of biomass and consists primarily of propane, but it does not include co-processed low-carbon-intensity propane. (*propane renouvelable*)

residue means a substance that is produced in a production process but whose production is not a primary aim of the process. It does not include any substance that the process has been deliberately modified to produce. (*résidu*)

scheme owner has the same meaning as in subclause 3.11 of ISO/IEC Standard 17065. (*propriétaire du régime*)

management, publiée par l'Organisation internationale de normalisation. (*ISO Standard 19011*)

organisme de vérification Organisme de vérification visé à l'article 137. (*verification body*)

participant Fournisseur principal enregistré auprès du ministre aux termes du paragraphe 10(1) ou créateur enregistré qui participe au mécanisme de cession des unités de conformité. (*participant*)

partie reportée des exigences de réduction Relativement à la somme des exigences de réduction pour l'essence et le diesel pour une période de conformité, la partie qui est reportée par un fournisseur principal conformément à l'article 16, après la majoration effectuée conformément à l'article 17 et après la réduction effectuée conformément à l'article 18. (*deferred portion of the reduction requirements*)

période de conformité Selon le cas :

a) la période commençant à la date de l'enregistrement du présent règlement et se terminant le 31 décembre 2022;

b) la période commençant le 1^{er} janvier 2023 et se terminant le 30 juin 2023;

c) la période commençant le 1^{er} juillet 2023 et se terminant le 31 décembre 2023

d) par la suite, chaque année civile. (*compliance period*)

propane cotraité à faible intensité en carbone Combustible cotraité à faible intensité en carbone qui est un mélange composé principalement de propane et qui est à l'état gazeux dans des conditions normales. (*co-processed low-carbon-intensity propane*)

propane renouvelable Mélange qui est à l'état gazeux dans des conditions normales, qui est récupéré du traitement de la biomasse et qui est composé principalement de propane, à l'exclusion du propane cotraité à faible intensité en carbone. (*renewable propane*)

propriétaire du régime S'entend au sens de « propriétaire du programme » au paragraphe 3.11 de la norme ISO/IEC 17065. (*scheme owner*)

résidu Substance produite au cours d'un processus de production dont elle n'est pas l'objectif principal. La présente définition exclut toute substance que le processus de production a délibérément modifiée pour la produire. (*residue*)

spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles Spécifications pour le calcul, au moyen du modèle ACV des combustibles, de

Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations means the specifications that are developed and published by the Minister in respect of the calculation of the carbon intensity of a fuel, energy source or material input using the Fuel LCA Model. (*spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles*)

standard conditions means a temperature of 15°C (59°F) and a pressure of 101.325 kPa (14.696 psia). (*conditions normales*)

total reduction requirement means the sum of the reduction requirements in respect of gasoline and diesel for the compliance period that ended most recently, and the deferred portion of the reduction requirements for each preceding compliance period. (*exigence de réduction totale*)

verification body means a verification body referred to in section 137. (*organisme de vérification*)

Hydrogen used as energy source

(2) For the purposes of these Regulations, hydrogen referred to in paragraph 104(1)(a) is deemed to be a low-carbon-intensity fuel if the carbon intensity of the hydrogen, for the compliance period during which the hydrogen is used, does not exceed the reference carbon intensity set out for that compliance period in item 2, column 2, of Schedule 1.

Compressed gas and liquefied gas

(3) In these Regulations,

(a) a reference to hydrogen includes compressed hydrogen and liquefied hydrogen;

(b) a reference to natural gas includes compressed natural gas and liquefied natural gas; and

(c) a reference to renewable natural gas includes compressed renewable natural gas and liquefied renewable natural gas.

l'intensité en carbone de combustibles, d'apports matériels ou de sources d'énergie, élaborées et rendues publiques par le ministre. (*Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations*)

station de ravitaillement Installation au Canada où les véhicules sont alimentés en combustibles ou en hydrogène utilisé comme source d'énergie, notamment une installation mobile. (*fuelling station*)

substitut du diesel Combustible à faible intensité en carbone liquide qui convient au fonctionnement d'un moteur diesel, d'une fournaise ou d'un brûleur à flamme nue, ou qui est utilisé dans l'aviation. (*diesel replacement*)

substitut de l'essence Combustible à faible intensité en carbone liquide qui convient au fonctionnement d'un moteur à allumage par bougies. (*gasoline replacement*)

titulaire Relativement aux comptes ouverts au titre de l'article 28, le fournisseur principal ou le créateur enregistré pour qui le ministre a ouvert ces comptes. (*account holder*)

unité de conformité provisoire Unité de conformité visée au paragraphe 23(1). (*provisional compliance credit*)

véhicule à pile à hydrogène Véhicule propulsé uniquement par un moteur électrique qui consomme l'électricité produite à partir d'hydrogène par des cellules électrochimiques. (*hydrogen fuel cell vehicle*)

véhicule électrique Véhicule propulsé par un moteur électrique alimenté en électricité par une batterie rechargeable qui est rechargée à partir d'une source d'électricité externe. La présente définition comprend les véhicules électriques hybrides rechargeables. (*electric vehicle*)

Hydrogène utilisé comme source d'énergie

(2) Pour l'application du présent règlement, l'hydrogène visé à l'alinéa 104(1)a) est réputé être un combustible à faible intensité en carbone si son intensité en carbone, pour la période de conformité au cours de laquelle il est utilisé, n'est pas supérieure à l'intensité en carbone de référence prévue pour cette période de conformité à l'article 2 de l'annexe 1, dans la colonne 2.

Gaz comprimé et gaz liquéfié

(3) Dans le présent règlement, la mention :

a) d'hydrogène vise également l'hydrogène comprimé et l'hydrogène liquéfié;

b) de gaz naturel vise également le gaz naturel comprimé et le gaz naturel liquéfié;

c) de gaz naturel renouvelable vise également le gaz naturel renouvelable comprimé et le gaz naturel renouvelable liquéfié.

Co-processed low-carbon-intensity fuel

(4) The following provisions do not apply in respect of a co-processed low-carbon-intensity fuel:

- (a)** paragraphs 19(1)(b) and (c);
- (b)** paragraphs 20(b) and (c);
- (c)** paragraphs 57(1)(b) and (2)(d);
- (d)** subsection 59(2);
- (e)** section 75;
- (f)** section 76;
- (g)** subsection 86(2) and (8);
- (h)** section 91;
- (i)** section 94;
- (j)** section 95;
- (k)** subsection 97(2);
- (l)** section 100;
- (m)** section 108;
- (n)** section 123;
- (o)** sections 5 and 6 of Schedule 3; and
- (p)** sections 1 to 6 of Schedule 14; and
- (q)** section 8 of Schedule 15.

Incorporation by reference

2 (1) A standard or method that is incorporated by reference in these Regulations, other than ISO Standard 14064-3:2019, is incorporated as amended from time to time.

Interpretation of documents incorporated by reference

(2) For the purpose of interpreting any document that is incorporated by reference in these Regulations, a reference to “should” in the English version of the document is to be read as “must” and any recommendation or suggestion is to be read as an obligation unless the context requires otherwise. For greater certainty, in the case of the accuracy or precision of a measurement, the context never requires otherwise.

Inconsistencies with these Regulations

(3) In the event of an inconsistency between a provision in a document incorporated by reference into these Regulations and any provision of these Regulations, the provision of these Regulations prevails to the extent of the inconsistency.

Combustibles cotraités à faible intensité en carbone

(4) Les dispositions ci-après ne s’appliquent pas aux combustibles cotraités à faible intensité en carbone :

- a)** alinéas 19(1)b) et c);
- b)** alinéas 20b) et c);
- c)** alinéas 57(1)b) et (2)d);
- d)** paragraphe 59(2);
- e)** article 75;
- f)** article 76;
- g)** paragraphes 86(2) et (8);
- h)** article 91;
- i)** article 94;
- j)** article 95;
- k)** paragraphe 97(2);
- l)** article 100;
- m)** article 108;
- n)** article 123;
- o)** articles 5 et 6 de l’annexe 3;
- p)** articles 1 à 6 de l’annexe 14;
- q)** article 8 de l’annexe 15.

Incorporation par renvoi

2 (1) Dans le présent règlement, toute mention d’une norme ou d’une méthode incorporée par renvoi, à l’exception de la norme ISO 14064-3:2019, se rapporte à sa version éventuellement modifiée.

Interprétation des documents incorporés par renvoi

(2) Pour l’interprétation des documents incorporés par renvoi dans le présent règlement, le mot « should » dans la version anglaise ou l’emploi du conditionnel, ainsi que toute recommandation ou suggestion, expriment une obligation, sauf indication contraire du contexte. Il est entendu qu’une indication contraire du contexte ne peut prévaloir dans le cas de l’exactitude ou de la précision d’une mesure.

Incompatibilité avec le présent règlement

(3) Les dispositions du présent règlement l’emportent sur les dispositions incompatibles de tout document qui y est incorporé par renvoi.

Standard conditions

3 Unless otherwise specified, a reference in these Regulations to a volume or quantity of gas or liquid that is expressed in cubic metres is a reference to the volume or quantity of that gas or liquid at standard conditions.

Application

Exemption — primary suppliers

4 (1) A primary supplier who produces in Canada or imports into Canada a volume of less than 400 m³ of gasoline or a volume of less than 400 m³ of diesel during a compliance period is exempt from the application of these Regulations with respect to that fuel for that compliance period.

Non-application — certain fuels

(2) These Regulations do not apply in respect of gasoline or diesel that is

- (a)** aviation gasoline;
- (b)** exported from Canada;
- (c)** used for scientific research, other than research on consumer preferences in respect of various properties of fuels or market research; or
- (d)** sold or delivered for the purpose of supplying the engine of a vehicle, including a marine vessel, that is used exclusively for competition.

Exception

(3) However, a primary supplier who, during a compliance period, produces in Canada or imports into Canada a volume of 400 m³ or more of gasoline or diesel must record the volume of every fuel referred to in paragraphs (2)(a) to (d) that is produced or imported during that compliance period and must include that information in the compliance report submitted to the Minister under section 127.

Clarification

(4) For greater certainty, the fuels referred to in paragraphs (2)(a) to (d) are not included when determining, for the purposes of subsection (1), the volume of fuel that is produced in Canada or imported into Canada by a primary supplier.

Conditions normales

3 Dans le présent règlement, sauf disposition contraire, la mention d'un volume ou d'une quantité de gaz ou de liquide exprimés en mètres cubes vise un tel volume ou une telle quantité dans des conditions normales.

Application

Exemption — fournisseur principal

4 (1) Le fournisseur principal qui, au cours d'une période de conformité donnée, produit ou importe au Canada un volume d'essence ou de diesel inférieur à 400 m³ est soustrait à l'application du présent règlement à l'égard du combustible en cause pour cette période de conformité.

Non-application — certains combustibles

(2) Le présent règlement ne s'applique pas à l'égard de l'essence ou du diesel, selon le cas :

- a)** qui est de l'essence aviation;
- b)** qui est exporté du Canada;
- c)** qui est utilisé aux fins de recherche scientifique, à l'exception de la recherche portant sur les préférences des consommateurs à l'égard de diverses propriétés des combustibles ou des études de marché;
- d)** qui est vendu ou livré pour alimenter le moteur des véhicules — notamment les navires — utilisés exclusivement pour la compétition.

Exception

(3) Toutefois, le fournisseur principal qui, au cours d'une période de conformité donnée, produit ou importe au Canada un volume d'essence ou de diesel égal ou supérieur à 400 m³ consigne le volume de chaque combustible visé aux alinéas (2)a) à d) qui est produit ou importé au cours d'une période de conformité et indique ce volume dans le rapport de conformité transmis au ministre au titre de l'article 127.

Précision

(4) Il est entendu que les combustibles visés aux alinéas (2)a) à d) ne sont pas pris en compte dans la détermination des volumes visés au paragraphe (1) qui sont produits ou importés au Canada par le fournisseur principal.

Requirements for Liquid Fuels

Carbon-Intensity Limits

Requirement — carbon intensity

5 (1) For the purposes of section 139 of the Act, a primary supplier's pool — as determined in accordance with section 8 — of a liquid fossil fuel that is set out in column 1 of the table to this subsection must not have a carbon intensity that is greater than the corresponding limit set out in column 2 for the corresponding compliance period.

TABLE

Fuel Carbon-Intensity Limits

Column 1		Column 2							
		Limit for Each Compliance Period (gCO ₂ e/MJ)							
Item	Liquid Fossil Fuel	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030 and after
1	Gasoline	91.5	90.0	88.5	87.0	85.5	84.0	82.5	81.0
2	Diesel	89.5	88.0	86.5	85.0	83.5	82.0	80.5	79.0

TABLEAU

Limites d'intensité en carbone des combustibles

Colonne 1		Colonne 2							
		Limite pour chaque période de conformité (gCO ₂ e/MJ)							
Article	Combustibles fossiles liquides	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030 et après
1	Essence	91,5	90,0	88,5	87,0	85,5	84,0	82,5	81,0
2	Diesel	89,5	88,0	86,5	85,0	83,5	82,0	80,5	79,0

Lowering of carbon intensity

(2) A primary supplier must comply with subsection (1) with respect to a fuel for a compliance period by lowering the carbon intensity of their pool of that fuel for that compliance period by an amount that is equal to the difference between the baseline carbon intensity for that fuel and the limit set out in the table to subsection (1) for that fuel and that compliance period. The carbon intensity must be lowered by using compliance credits in accordance with section 11 to satisfy the reduction requirement for that compliance period.

Baseline carbon intensity

(3) For the purposes of subsection (2), the baseline carbon intensity of gasoline is 95 gCO₂e/MJ and the baseline carbon intensity of diesel is 93 gCO₂e/MJ.

Exigences pour les combustibles liquides

Limites d'intensité en carbone

Exigence — intensité en carbone

5 (1) Pour l'application de l'article 139 de la Loi, les stocks — déterminés conformément à l'article 8 — des combustibles fossiles liquides d'un fournisseur principal visés à la colonne 1 du tableau du présent paragraphe ne doivent pas avoir une intensité en carbone supérieure à la limite correspondante prévue à la colonne 2 pour la période de conformité correspondante.

Diminution de l'intensité en carbone

(2) Le fournisseur principal se conforme au paragraphe (1), pour un combustible et une période de conformité donnés, en diminuant l'intensité en carbone de son stock de ce combustible pour cette période de conformité d'une portion égale à la différence entre l'intensité en carbone de base du combustible et la limite prévue au tableau de ce paragraphe pour ce combustible et cette période de conformité. L'intensité en carbone est diminuée par l'utilisation d'unités de conformité conformément à l'article 11 pour satisfaire à l'exigence de réduction pour cette période de conformité.

Intensité en carbone de base

(3) Pour l'application du paragraphe (2), l'intensité en carbone de base de l'essence est de 95 gCO₂e/MJ et celle du diesel est de 93 gCO₂e/MJ.

Non-application

(4) Subsection (1) does not apply in respect of a fuel that is produced in Canada or imported into Canada before July 1, 2023.

Volumetric requirement — gasoline

6 (1) For the purposes of section 139 of the Act, at least 5% of the volume of a primary supplier's pool of gasoline — as determined in accordance with section 8 — must, for each compliance period, be displaced by an equivalent volume of a gasoline replacement.

Exception — Newfoundland and Labrador

(2) For the purposes of subsection (1), the primary supplier may, for a compliance period, subtract from their pool of gasoline determined in accordance with section 8 any volume of gasoline that, during the compliance period, the primary supplier produced in or imported into Newfoundland and Labrador and sold or delivered for use in that province, if the primary supplier records information that establishes that the volume of gasoline met those conditions.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of gasoline that is produced in Canada or imported into Canada before July 1, 2023.

Volumetric requirement — diesel

7 (1) For the purposes of section 139 of the Act, at least 2% of the volume of a primary supplier's pool of diesel — as determined in accordance with section 8 — must, for each compliance period, be displaced by an equivalent volume of a diesel replacement.

Exception — Newfoundland and Labrador

(2) For the purposes of subsection (1), the primary supplier may, for a compliance period, subtract from their pool of diesel determined in accordance with section 8 any volume of diesel that, during the compliance period, the primary supplier produced in or imported into Newfoundland and Labrador and sold or delivered for use in that province, if the primary supplier records information that establishes that the volume of diesel met those conditions.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of diesel that is produced in Canada or imported into Canada before July 1, 2023.

Pool of liquid fuel — volume

8 (1) A primary supplier must, for each compliance period, determine the total volume, expressed in cubic

Non-application

(4) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux combustibles qui sont produits ou importés au Canada avant le 1^{er} juillet 2023.

Exigence volumétrique — essence

6 (1) Pour l'application de l'article 139 de la Loi, au moins 5 % du volume du stock d'essence du fournisseur principal déterminé conformément à l'article 8 est remplacé par un volume équivalent de substitut de l'essence pour chaque période de conformité.

Exclusion — Terre-Neuve-et-Labrador

(2) Pour l'application du paragraphe (1), le fournisseur principal peut, pour une période de conformité, déduire de son stock d'essence déterminé conformément à l'article 8 le volume d'essence qu'il a, au cours de la période de conformité, produit ou importé à Terre-Neuve-et-Labrador et vendu ou livré pour une utilisation dans cette province, s'il consigne les renseignements établissant que le volume d'essence remplit ces conditions.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas à l'essence produite ou importée au Canada avant le 1^{er} juillet 2023.

Exigence volumétrique — diesel

7 (1) Pour l'application de l'article 139 de la Loi, au moins 2 % du volume du stock de diesel du fournisseur principal déterminé conformément à l'article 8 est remplacé par un volume équivalent de substitut du diesel pour chaque période de conformité.

Exclusion — Terre-Neuve-et-Labrador

(2) Pour l'application du paragraphe (1), le fournisseur principal peut, pour une période de conformité, déduire de son stock de diesel déterminé conformément à l'article 8 le volume de diesel qu'il a, au cours de la période de conformité, produit ou importé à Terre-Neuve-et-Labrador et vendu ou livré pour une utilisation dans cette province, s'il consigne les renseignements établissant que le volume de diesel remplit ces conditions.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas au diesel produit ou importé au Canada avant le 1^{er} juillet 2023.

Stocks de combustibles liquides — volume

8 (1) Le fournisseur principal détermine, pour chaque période de conformité, le volume total, exprimé en mètres

metres, of their pool of gasoline or diesel, as the case may be, that was

(a) produced by the primary supplier at a fuel production facility in Canada and, during the compliance period, either

(i) dispatched from the fuel production facility, or

(ii) used to fuel a vehicle or other mobile equipment at the fuel production facility; or

(b) imported by the primary supplier into Canada during the compliance period.

Subtraction from pool

(2) However, a primary supplier may, for each compliance period, subtract from their pool of gasoline or diesel, as the case may be, any volume of that fuel, if the primary supplier, before the August 1 of the calendar year that follows the end of the compliance period, records information that establishes that the volume of fuel met any of the following conditions during the compliance period:

(a) it was sold or delivered for a use other than combustion;

(b) it was sold or delivered for use in a marine vessel that had a non-Canadian port as its destination;

(c) it was sold or delivered for use for non-industrial purposes in a geographic area that is served by neither an electrical distribution network that is subject to the standards of the North American Electric Reliability Corporation nor a natural gas distribution system;

(d) it was sold or delivered for the purpose of space heating;

(e) it was sold or delivered for use in the generation of electricity in a geographic area that is served by neither an electrical distribution network that is subject to the standards of the North American Electric Reliability Corporation nor a natural gas distribution system.

Reduction Requirement

Reduction in tonnes

9 The carbon intensity of a pool of gasoline or diesel for a compliance period is considered to be lowered for the purposes of subsection 5(2) if the number of tonnes of CO₂e released over the life cycle of that fuel is reduced by the

cubes, de son stock d'essence ou de diesel, selon le cas, qui remplit au moins l'une des conditions suivantes :

a) il a été produit par le fournisseur principal à une installation de production de combustibles au Canada et, au cours de la période de conformité :

(i) soit il a été expédié à partir de l'installation,

(ii) soit il a été utilisé pour alimenter le réservoir de carburant d'un véhicule ou d'un autre équipement mobile à l'installation;

b) il a été importé au Canada par le fournisseur principal au cours de la période de conformité.

Volumes soustraits

(2) Toutefois, le fournisseur principal peut, pour chaque période de conformité, déduire de son stock d'essence ou de diesel, selon le cas, tout volume de ce combustible qui remplit l'une des conditions ci-après si, avant le 1^{er} août de l'année civile suivant la fin de la période de conformité, il consigne les renseignements l'établissant :

a) il a été vendu ou livré pour une utilisation autre que sa combustion;

b) il a été vendu ou livré pour utilisation dans un navire à destination d'un port non canadien;

c) il a été vendu ou livré pour utilisation à des fins non industrielles dans une région géographique qui n'est desservie ni par un réseau de distribution d'électricité assujetti aux normes de la North American Electric Reliability Corporation, ni par un réseau de distribution de gaz naturel;

d) il a été vendu ou livré aux fins de chauffage de locaux;

e) il a été vendu ou livré pour utilisation dans la production d'électricité dans une région géographique qui n'est desservie ni par un réseau de distribution d'électricité assujetti aux normes de la North American Electric Reliability Corporation, ni par un réseau de distribution de gaz naturel.

Exigence de réduction

Réduction en tonnes métriques

9 Pour l'application du paragraphe 5(2), l'intensité en carbone du stock d'essence ou de diesel pour une période de conformité est considérée comme diminuée si le nombre de tonnes métriques de CO₂e rejetées pendant le

value of the reduction requirement for that compliance period, as determined by the formula

$$CI_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

- CI_{diff}** is the difference, expressed in gCO₂e/MJ, between the baseline carbon intensity of that fuel, as set out in subsection 5(3), and the limit for that fuel for that compliance period, as set out in column 2 of the table to subsection 5(1);
- Q** is the volume of that pool for the compliance period, as determined in accordance with section 8 and expressed in cubic metres; and
- D** is, at the election of the primary supplier, the energy density of the fuel as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Registration as Primary Supplier

Registration report

10 (1) A primary supplier must register with the Minister by submitting a registration report to the Minister that contains the information referred to in sections 1 to 3 of Schedule 3 no later than 45 days after the day on which they have produced in Canada or imported into Canada, during a compliance period, a total volume of 400 m³ or more of gasoline or a total volume of 400 m³ or more of diesel.

Exception — registration within 90 days

(2) However, the registration report may be submitted at any time during the period that begins on the day on which these Regulations are registered and ends 90 days after that day.

Change of information

(3) If there are any changes in the information referred to in section 1 of Schedule 3 that is provided in the registration report, the primary supplier must send a notice to the Minister that provides the updated information within 30 days after the day on which the change occurs.

Notice of cancellation

(4) A primary supplier who is not required by subsection (1) to be registered for a given compliance period and who has complied with the requirements set out in these Regulations for all of the previous compliance periods, including the volumetric requirements set out in subsections 6(1) and 7(1) and the reduction requirement, may cancel their registration as a primary supplier by sending a notice to that effect to the Minister.

cycle de vie de ce combustible est réduit de la valeur de l'exigence de réduction pour cette période de conformité déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

- IC_{diff}** représente la différence, exprimée en gCO₂e/MJ, entre l'intensité en carbone de base de ce combustible prévue au paragraphe 5(3) et la limite prévue à la colonne 2 du tableau du paragraphe 5(1) pour ce combustible et cette période de conformité;
- Q** le volume du stock du combustible, déterminé conformément à l'article 8 pour la période de conformité et exprimé en mètres cubes;
- D** la densité énergétique du combustible prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du fournisseur principal.

Enregistrement comme fournisseur principal

Rapport d'enregistrement

10 (1) Le fournisseur principal s'enregistre auprès du ministre en lui transmettant un rapport d'enregistrement comportant les renseignements prévus aux articles 1 à 3 de l'annexe 3 au plus tard quarante-cinq jours après la date à laquelle il produit ou importe au Canada, au cours d'une même période de conformité, un volume total d'essence ou de diesel égal ou supérieur à 400 m³.

Exception — enregistrement dans les 90 jours

(2) Toutefois, le rapport d'enregistrement peut également être transmis à tout moment au cours de la période commençant à la date d'enregistrement du présent règlement et se terminant quatre-vingt-dix jours plus tard.

Modification des renseignements

(3) En cas de modification des renseignements prévus à l'article 1 de l'annexe 3 et fournis dans le rapport d'enregistrement, le fournisseur principal transmet au ministre un avis comportant les nouveaux renseignements dans les trente jours suivant la date de la modification.

Avis d'annulation

(4) Le fournisseur principal dont l'enregistrement n'est pas exigé par le paragraphe (1) pour une période de conformité donnée et qui, pour toutes les périodes de conformité antérieures, s'est conformé aux exigences du présent règlement, notamment les exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) et 7(1) et l'exigence de réduction, peut annuler son enregistrement comme fournisseur principal en transmettant au ministre un avis à cet effet.

Cancellation by Minister

(5) If, after receiving the notice referred to in subsection (4), the Minister is satisfied that the primary supplier has complied with these Regulations for all previous compliance periods, the Minister must

- (a)** if the primary supplier is not a registered creator, cancel any compliance credits in their accounts opened under section 28;
- (b)** cancel their registration as a primary supplier; and
- (c)** send a notice to the primary supplier informing them that their registration has been cancelled.

Clarification

(6) For greater certainty, subsection (1) applies to a primary supplier whose registration was cancelled by the Minister under subsection (5).

Compliance Credits

Use

Satisfaction of reduction requirement

11 (1) A primary supplier must use the compliance credits that they create under sections 19 and 20, or that are transferred to them under the compliance-credit transfer system, to satisfy the total reduction requirement.

Deemed reduction

(2) The use of one compliance credit by a primary supplier for gasoline or diesel that is produced in Canada or imported into Canada during a compliance period is deemed to reduce by one tonne the quantity of CO₂e released over the life cycle of that fuel during that compliance period.

Prior creation of provisional credit

(3) The primary supplier must use only the compliance credits that are created as provisional compliance credits before the end of a compliance period or the compliance credits that they create under subsection 19(2) to satisfy the reduction requirement for that compliance period.

Cancellation after use

(4) The Minister must cancel a compliance credit immediately after it is used.

Deemed compliance — gasoline

12 (1) For the purposes of subsection 6(1), a compliance credit that was created under paragraph 19(1)(a), (b) or (c) by producing in Canada or importing into Canada a volume of a gasoline replacement, and that is used by a primary supplier in accordance with section 11 for a

Annulation par le ministre

(5) Si, après avoir reçu l'avis prévu au paragraphe (4), il est convaincu que le fournisseur principal s'est conformé aux exigences du présent règlement pour toutes les périodes de conformité antérieures, le ministre, à la fois :

- a)** annule les unités de conformité qui se trouvent dans les comptes du fournisseur principal ouverts au titre de l'article 28, si le fournisseur principal n'est pas un créateur enregistré;
- b)** annule l'enregistrement du fournisseur principal à ce titre;
- c)** transmet au fournisseur principal un avis l'informant que son enregistrement est annulé.

Précision

(6) Il est entendu que le paragraphe (1) s'applique au fournisseur principal dont l'enregistrement a été annulé par le ministre conformément au paragraphe (5).

Unités de conformité

Utilisation

Satisfaction à l'exigence de réduction

11 (1) Le fournisseur principal utilise les unités de conformité qu'il crée au titre des articles 19 et 20 ou qui lui sont cédées au titre du mécanisme de cession des unités de conformité pour satisfaire à l'exigence de réduction totale.

Réductions réputées

(2) Chaque unité de conformité utilisée par le fournisseur principal pour l'essence ou le diesel produit ou importé au Canada pendant une période de conformité donnée est réputée réduire d'une tonne métrique la quantité de CO₂e rejetée par le combustible au cours de son cycle de vie pendant la période de conformité.

Création antérieure d'unités provisoires

(3) Le fournisseur principal n'utilise que les unités de conformité créées comme unités de conformité provisoires avant la fin d'une période de conformité ou créées au titre du paragraphe 19(2) pour satisfaire à l'exigence de réduction pour cette période de conformité.

Annulation après utilisation

(4) Le ministre annule toute unité de conformité dès qu'elle est utilisée.

Conformité réputée — essence

12 (1) Pour l'application du paragraphe 6(1), les unités de conformité qui sont créées au titre des alinéas 19(1)a), b) ou c) par la production ou l'importation au Canada d'un volume de substitut de l'essence et utilisées conformément à l'article 11 par le fournisseur principal pour une

compliance period, is deemed to displace, for that compliance period, the use of an equivalent volume of the primary supplier's pool of gasoline.

Deemed compliance — diesel

(2) For the purposes of subsection 7(1), a compliance credit that was created under paragraph 19(1)(a), (b) or (c) by producing in Canada or importing into Canada a volume of a diesel replacement, and that was used by a primary supplier in accordance with section 11 for a compliance period, is deemed to displace, for that compliance period, the use of an equivalent volume of the primary supplier's pool of diesel.

Prior creation of provisional credit

(3) The primary supplier must use only the compliance credits that are created as provisional compliance credits before the end of a compliance period to comply with the volumetric requirements set out in subsections 6(1) and 7(1) for that compliance period.

July 31 — gasoline

13 (1) For the purposes of subsection 12(1), a primary supplier must, no later than the July 31 that follows the end of a compliance period, use — in accordance with subsection 12(3) — the compliance credits that are in their account opened under paragraph 28(a), until

- (a)** the volumetric requirement set out in subsection 6(1) is met for that compliance period; or
- (b)** no such compliance credits remain in that account.

July 31 — diesel

(2) For the purposes of subsection 12(2), a primary supplier must, no later than the July 31 that follows the end of a compliance period, use — in accordance with subsection 12(3) — the compliance credits that are in their account opened under paragraph 28(a), until

- (a)** the volumetric requirement set out in subsection 7(1) is met for that compliance period; or
- (b)** no such compliance credits remain in that account.

July 31 — contribution to funding program

(3) For the purposes of section 11 and subject to subsection 15(1), a primary supplier must, no later than the July 31 that follows the end of a compliance period, use all of the compliance credits that they created by contributing to a registered emission-reduction funding program in accordance with paragraph 118(1)(a) to satisfy the reduction requirement for that compliance period.

période de conformité donnée sont réputées remplacer, pour la période de conformité en cause, un volume équivalent de son stock d'essence.

Conformité réputée — diesel

(2) Pour l'application du paragraphe 7(1), les unités de conformité qui sont créées au titre des alinéas 19(1)a), b) ou c) par la production ou l'importation au Canada d'un volume de substitut du diesel et utilisées conformément à l'article 11 par le fournisseur principal pour une période de conformité donnée sont réputées remplacer, pour la période de conformité en cause, un volume équivalent de son stock de diesel.

Création antérieure d'unités provisoires

(3) Le fournisseur principal n'utilise que les unités de conformité créées comme unités de conformité provisoires avant la fin d'une période de conformité donnée pour satisfaire aux exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) ou 7(1) pour cette période de conformité.

31 juillet — essence

13 (1) Pour l'application du paragraphe 12(1), le fournisseur principal doit, au plus tard le 31 juillet suivant la fin de la période de conformité, utiliser conformément au paragraphe 12(3) les unités de conformité qui sont inscrites à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28a), jusqu'à la première des éventualités suivantes :

- a)** l'exigence volumétrique prévue au paragraphe 6(1) est remplie pour la période de conformité;
- b)** aucune de ces unités de conformité ne demeure inscrite au compte.

31 juillet — diesel

(2) Pour l'application du paragraphe 12(2), le fournisseur principal doit, au plus tard le 31 juillet suivant la fin de la période de conformité, utiliser conformément au paragraphe 12(3) les unités de conformité qui sont inscrites à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28a), jusqu'à la première des éventualités suivantes :

- a)** l'exigence volumétrique prévue au paragraphe 7(1) est remplie pour la période de conformité;
- b)** aucune de ces unités de conformité ne demeure inscrite au compte.

31 juillet — programme de financement

(3) Pour l'application de l'article 11 et sous réserve du paragraphe 15(1), le fournisseur principal utilise, au plus tard le 31 juillet suivant la fin de la période de conformité, toutes les unités de conformité qu'il a créées en contribuant à un programme enregistré de financement des réductions des émissions conformément à l'alinéa 118(1)a) pour satisfaire à l'exigence de réduction pour cette période de conformité.

July 31 — reduction requirement

(4) For the purposes of section 11 and subject to subsections 15(2) and (3), a primary supplier must, no later than the July 31 that follows the end of a compliance period, use the compliance credits that are in their accounts opened under section 28, until

- (a) the reduction requirement is satisfied for that compliance period; or
- (b) no such compliance credits remain in those accounts.

Choice of compliance credits

(5) Subject to subsections (1) and (2), if the circumstances described in paragraph (4)(a) occur before the circumstances described in paragraph (4)(b), the primary supplier must satisfy the reduction requirement by using compliance credits that are chosen by them and indicated in the report submitted under subsection 127(1).

August 1 — cancellation of credits

(6) On the August 1 that follows the end of a compliance period, if any of the compliance credits referred to in subsection (3) have not been used by the primary supplier, the Minister must cancel those credits.

Non-application — subsections (1) to (4)

(7) Subsections (1) to (4) do not apply in respect of any compliance period that ends before July 1, 2023.

December 15 — gasoline

14 (1) For the purposes of subsection 12(1), if a primary supplier, on the August 1 that follows the end of a compliance period, has not complied with the volumetric requirement set out in subsection 6(1) for that compliance period, the primary supplier must, no later than the following December 15, comply with that requirement by using the compliance credits transferred to them under section 112.

December 15 — diesel

(2) For the purposes of subsection 12(2), if a primary supplier, on the August 1 that follows the end of a compliance period, has not complied with the volumetric requirement set out in subsection 7(1) for that compliance period, the primary supplier must, no later than the following December 15, comply with that requirement by using the compliance credits transferred to them under section 112.

Other credits

(3) For the purposes of section 11 and subject to subsection 15(1), if a primary supplier, on the August 1 that follows the end of a compliance period, has not satisfied the reduction requirement for that compliance period, the

31 juillet — exigence de réduction

(4) Pour l'application de l'article 11 et sous réserve des paragraphes 15(2) et (3), le fournisseur principal utilise, au plus tard le 31 juillet suivant la fin de la période de conformité, les unités de conformité qui sont inscrites à ses comptes ouverts au titre de l'article 28, jusqu'à la première des éventualités suivantes :

- a) l'exigence de réduction est remplie pour la période de conformité;
- b) aucune de ces unités de conformité ne demeure inscrite aux comptes.

Choix des unités de conformité

(5) Sous réserve des paragraphes (1) et (2), si l'éventualité visée à l'alinéa (4)a) se produit avant celle visée à l'alinéa (4)b), le fournisseur principal satisfait à l'exigence de réduction en utilisant les unités de conformité qu'il choisit et indique dans le rapport de conformité qu'il transmet au titre du paragraphe 127(1).

Annulation des unités le 1^{er} août

(6) Le 1^{er} août qui suit la fin de la période de conformité, le ministre annule toute unité de conformité visée au paragraphe (3) que le fournisseur principal n'a pas utilisée.

Non-application des paragraphes (1) à (4)

(7) Les paragraphes (1) à (4) ne s'appliquent pas aux périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} juillet 2023.

15 décembre — essence

14 (1) Pour l'application du paragraphe 12(1), le fournisseur principal qui, le 1^{er} août suivant la fin de la période de conformité, ne s'est pas conformé à l'exigence volumétrique prévue au paragraphe 6(1) pour cette période de conformité utilise pour ce faire, au plus tard le 15 décembre suivant, les unités de conformité qui lui ont été cédées au titre de l'article 112.

15 décembre — diesel

(2) Pour l'application du paragraphe 12(2), le fournisseur principal qui, le 1^{er} août suivant la fin de la période de conformité, ne s'est pas conformé à l'exigence volumétrique prévue au paragraphe 7(1) pour cette période de conformité utilise pour ce faire, au plus tard le 15 décembre suivant, les unités de conformité qui lui ont été cédées au titre de l'article 112.

Autres unités

(3) Pour l'application de l'article 11 et sous réserve du paragraphe 15(1), le fournisseur principal qui, le 1^{er} août suivant la fin de la période de conformité, n'a pas satisfait à l'exigence de réduction pour cette période de conformité

primary supplier must, no later than the December 15 that follows the end of that compliance period, use the compliance credits that were transferred to them under section 112, or that they created by contributing to a registered emission-reduction funding program in accordance with paragraph 118(1)(b), to satisfy that reduction requirement.

Compliance – December 15

(4) Subject to sections 16 to 18, a primary supplier must, no later than the December 15 that follows the end of a compliance period, use the compliance credits in their accounts opened under section 28 to satisfy the total reduction requirement and comply with the volumetric requirements set out in subsections 6(1) and 7(1) for that compliance period.

December 16 – cancellation

(5) On the December 16 that follows the expiry of a compliance period, if any of the compliance credits that are referred to in subsection (3) have not been used by the primary supplier, the Minister must cancel those credits.

Non-application – subsections (1) to (4)

(6) Subsections (1) to (4) do not apply in respect of any compliance period that ends before July 1, 2023.

Limits on credit use – funding program

15 (1) The primary supplier must ensure that the total number of compliance credits created under subsection 19(2) – that are used in accordance with subsections 13(3) and 14(3), paragraph 18(1)(a) and subsection 18(3) during the calendar year that follows the end of a compliance period – does not exceed 10% of the primary supplier's total reduction requirement.

Limit – paragraph 28(b)

(2) The primary supplier must ensure that the total number of compliance credits in their account opened under paragraph 28(b) – that are used in accordance with subsection 13(4) and paragraph 18(1)(b) during the calendar year that follows the end of a compliance period – does not exceed 10% of the primary supplier's total reduction requirement.

Limit – generic quantification method

(3) The primary supplier must ensure that the total number of compliance credits created under paragraph 19(1)(a) in respect of a project for which a generic emission-reduction quantification method is applicable – that are used in accordance with subsection 13(4) and paragraphs 18(1)(b) and (c) during the calendar year that follows the end of a compliance period – does not exceed 10% of the primary supplier's total reduction requirement.

utilise pour ce faire, au plus tard le 15 décembre suivant, les unités de conformité qui lui ont été cédées au titre de l'article 112 ou qu'il a créées en contribuant à un programme enregistré de financement des réductions des émissions conformément à l'alinéa 118(1)b).

Conformité au 15 décembre

(4) Sous réserve des articles 16 à 18, le fournisseur principal utilise, au plus tard le 15 décembre suivant la fin de la période de conformité, pour satisfaire à l'exigence de réduction totale et se conformer aux exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) et 7(1) pour cette période de conformité, les unités de conformité qui se trouvent dans ses comptes ouverts au titre de l'article 28.

Annulation le 16 décembre

(5) Le 16 décembre qui suit la fin de la période de conformité, le ministre annule toute unité de conformité visée au paragraphe (3) que le fournisseur principal n'a pas utilisée.

Non-application des paragraphes (1) à (4)

(6) Les paragraphes (1) à (4) ne s'appliquent pas aux périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} juillet 2023.

Limite d'utilisation – programme de financement

15 (1) Le fournisseur principal veille à ce que le nombre total d'unités de conformité créées au titre du paragraphe 19(2) qui sont utilisées conformément aux paragraphes 13(3) et 14(3), à l'alinéa 18(1)a) et au paragraphe 18(3) au cours de l'année civile suivant la fin de la période de conformité ne dépasse pas 10 % de l'exigence de réduction totale qui s'applique à lui.

Limite – alinéa 28b)

(2) Le fournisseur principal veille à ce que le nombre total d'unités de conformité inscrites à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28b) qui sont utilisées conformément au paragraphe 13(4) et à l'alinéa 18(1)b) au cours de l'année civile suivant la fin de la période de conformité ne dépasse pas 10 % de l'exigence de réduction totale qui s'applique à lui.

Limite – méthode de quantification générique

(3) Le fournisseur principal veille à ce que le nombre total d'unités de conformité créées au titre de l'alinéa 19(1)a) pour un projet à l'égard duquel une méthode de quantification générique des réductions des émissions est applicable, qui sont utilisées conformément au paragraphe 13(4) et aux alinéas 18(1)b) et c) au cours de l'année civile suivant la fin de la période de conformité, ne dépasse pas 10 % de l'exigence de réduction totale qui s'applique à lui.

Deferral of reduction requirements

16 (1) A primary supplier may, no later than the December 15 that follows the end of a compliance period, defer satisfaction of their reduction requirements for that compliance period by any number of compliance credits that does not exceed the greater of zero and the result of the formula

$$10\% \times R_{\text{current}} - R_{\text{deferred}}$$

where

R_{current} is the sum of their reduction requirements in respect of gasoline and diesel for that compliance period; and

R_{deferred} is the sum of all deferred portions of the reduction requirements in respect of gasoline and diesel for previous compliance periods.

Conditions for deferral

(2) The primary supplier may defer a portion of their reduction requirements for a compliance period under subsection (1) only if

(a) the Minister has sent a notice in accordance with subsection 111(2) for that compliance period or the primary supplier has acquired by transfer through the compliance-credit clearance mechanism the number of compliance credits determined in accordance with paragraph 112(5)(b) for that compliance period; and

(b) the primary supplier has created enough compliance credits by contributing to a registered emission-reduction funding program to satisfy 10% of the total reduction requirement for that compliance period in respect of all types of fuels.

Compliance required after five years

(3) A primary supplier who defers under subsection (1) a portion of their reduction requirements for a compliance period must satisfy the deferred portion no later than the December 15 that follows the fifth anniversary of the end of that compliance period.

Increase to deferred portion

17 On each December 16 that follows the end of a compliance period for which a portion of the reduction requirements is deferred under subsection 16(1) and that precedes the fifth anniversary of the end of that compliance period, the deferred portion of the reduction requirements is to be multiplied by 1.05.

Reduction — July 31

18 (1) In order to reduce a deferred portion of the reduction requirements in accordance with section 11, the primary supplier must, during the period that begins on the

Report des exigences de réduction

16 (1) Au plus tard le 15 décembre suivant la fin de la période de conformité, le fournisseur principal peut reporter la satisfaction aux exigences de réduction qui s'appliquent à lui pour cette période de conformité d'un nombre d'unités de conformité n'excédant pas le plus élevé de zéro et du résultat de la formule suivante :

$$10\% \times R_{\text{actuelle}} - R_{\text{reportée}}$$

où :

R_{actuelle} représente la somme des exigences de réduction qui s'appliquent au fournisseur principal pour l'essence et le diesel pour la période de conformité;

$R_{\text{reportée}}$ la somme de toutes les parties reportées des exigences de réduction pour l'essence et le diesel pour les périodes de conformité antérieures.

Conditions du report

(2) Le fournisseur principal ne peut effectuer le report que si les conditions suivantes sont remplies :

a) le ministre a transmis l'avis conformément au paragraphe 111(2) pour la période de conformité ou le fournisseur principal a acquis pour cette période de conformité, par cession sur le marché de compensation des unités de conformité, le nombre d'unités de conformité déterminé conformément à l'alinéa 112(5)b);

b) par sa contribution à un programme enregistré de financement des réductions des émissions, le fournisseur principal a créé des unités de conformité en nombre suffisant pour satisfaire à 10 % de l'exigence de réduction totale pour tous les types de combustibles pour cette période de conformité.

Conformité sur cinq ans

(3) Le fournisseur principal qui reporte une partie de la satisfaction aux exigences de réduction qui s'appliquent à lui pour une période de conformité en vertu du paragraphe (1) satisfait à la partie reportée des exigences de réduction au plus tard le 15 décembre suivant le cinquième anniversaire de la fin de cette période de conformité.

Majoration de la partie reportée

17 Chaque 16 décembre suivant la fin de la période de conformité pour laquelle un report est effectué conformément au paragraphe 16(1) et précédant le cinquième anniversaire de la fin de cette période de conformité, la partie reportée des exigences de réduction est multipliée par 1,05.

Réduction au 31 juillet

18 (1) Afin de réduire conformément à l'article 11 la partie reportée des exigences de réduction, le fournisseur principal utilise, pendant la période qui commence le

day after a compliance period expires and ends on the July 31 that follows that day, use the following compliance credits that are in their accounts opened under section 28 and that exceed the number required to satisfy the reduction requirements for the compliance period that ended most recently:

- (a) subject to subsection 15(1), all of the compliance credits that they created by contributing to a registered emission-reduction funding program in accordance with paragraph 118(1)(a);
- (b) subject to subsections 15(2) and (3), any compliance credits in their account opened under paragraph 28(b); and
- (c) subject to subsection 15(3), any compliance credits in their account opened under paragraph 28(a).

Election

(2) If the primary supplier has more credits than the number required to satisfy the deferred portion of the reduction requirements in accordance with subsection (1), they may elect to use any number of compliance credits referred to in paragraphs (1)(b) and (c) to satisfy the deferred portion of the reduction requirements.

Reduction – December 15

(3) Subject to subsection 15(1), if a primary supplier, on the August 1 that follows the end of a compliance period, has not satisfied the deferred portion of the reduction requirements for a previous compliance period in accordance with subsection (2), the primary supplier must, no later than the following December 15, reduce the deferred portion of the reduction requirements by using all of the compliance credits in their account opened under paragraph 28(a) — that were transferred to them through the compliance-credit clearance mechanism under section 112 or that they created by contributing to a registered emission-reduction funding program in accordance with paragraph 118(1)(b) — that exceed the number of compliance credits required to satisfy their reduction requirements for the compliance period that ended most recently.

Multiple compliance periods

(4) If a primary supplier has not satisfied the deferred portion of the reduction requirements for more than one previous compliance period, they must not use any compliance credits to reduce the deferred portion of the reduction requirements in accordance with subsection (1) or (3) for a particular compliance period unless they have satisfied the deferred portion of the reduction requirements for every compliance period that precedes that particular compliance period.

lendemain de la date à laquelle la période de conformité prend fin et se termine le 31 juillet suivant cette date, les unités de conformité ci-après qui sont inscrites à ses comptes ouverts au titre de l'article 28 en nombre supérieur à celui qui est nécessaire pour satisfaire à l'exigence de réduction pour la dernière période de conformité ayant expiré :

- a) sous réserve du paragraphe 15(1), toutes les unités de conformité qu'il a créées par sa contribution à un programme enregistré de financement des réductions des émissions conformément à l'alinéa 118(1)a);
- b) sous réserve des paragraphes 15(2) et (3), toute unité de conformité inscrite à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28b);
- c) sous réserve du paragraphe 15(3), toute unité de conformité inscrite à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28a).

Choix

(2) Le fournisseur principal qui a des unités de conformité en nombre supérieur à celui qui est nécessaire pour satisfaire à la partie reportée des exigences de réduction conformément au paragraphe (1) peut choisir le nombre des unités visées aux alinéas (1)b) et c) qui seront utilisées.

Réduction au 15 décembre

(3) Sous réserve du paragraphe 15(1), le fournisseur principal qui, le 1^{er} août suivant la fin de la période de conformité, n'a pas satisfait à la partie reportée des exigences de réduction pour une période de conformité antérieure conformément au paragraphe (2) la réduit en utilisant, au plus tard le 15 décembre suivant, toutes les unités de conformité qui lui ont été cédées sur le marché de compensation des unités de conformité au titre de l'article 112, ou qu'il a créées par sa contribution à un programme enregistré de financement des réductions des émissions conformément à l'alinéa 118(1)b), et qui sont inscrites à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28a) en nombre supérieur à celui qui est nécessaire pour satisfaire aux exigences de réduction pour la dernière période de conformité ayant expiré.

Multiples périodes de conformité

(4) Le fournisseur principal qui n'a pas satisfait à la partie reportée des exigences de réduction pour plus d'une période de conformité antérieure ne peut utiliser les unités de conformité conformément aux paragraphes (1) ou (3) afin de satisfaire à la partie reportée des exigences de réduction pour une période de conformité donnée que s'il satisfait à la partie reportée des exigences de réduction pour chaque période de conformité antérieure à la période de conformité donnée.

Non-application

(5) Subsections (1) to (4) do not apply before January 1, 2025.

Creation

Reduction of CO₂e Emissions**Liquid class**

19 (1) A registered creator may create a compliance credit in respect of the liquid class in the following cases:

(a) the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21, lowers the carbon intensity of a fuel in the liquid class by carrying out, in respect of that fuel, a CO₂e-emission-reduction project that is described in section 30 and that is recognized under subsection 35(1), 36(1), 37(3), 39(1) or 40(3), as the case may be;

(b) the registered creator imports into Canada a quantity of low-carbon-intensity fuel to which may be attributed a reduction in the number of tonnes of CO₂e that would otherwise have been emitted by the use of a fuel in the liquid class, if the low-carbon-intensity fuel

(i) is in the liquid state at standard conditions,

(ii) is one referred to in section 94,

(iii) is used or sold for use as a fuel in Canada whether as neat fuel or as part of a blend, and

(iv) meets the requirements set out in section 56;

(c) the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21, produces in Canada a quantity of low-carbon-intensity fuel to which may be attributed a reduction in the number of tonnes of CO₂e that would otherwise have been emitted by the use of a fuel in the liquid class, if the low-carbon-intensity fuel

(i) is in the liquid state at standard conditions,

(ii) is one referred to in section 94,

(iii) is used or sold for use as a fuel in Canada whether as neat fuel or as part of a blend, and

(iv) meets the requirements set out in section 56; or

(d) the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21, reduces the number of tonnes of CO₂e emissions by

Non-application

(5) Les paragraphes (1) à (4) ne s'appliquent pas avant le 1^{er} janvier 2025.

Création

Réduction des émissions de CO₂e**Catégorie des combustibles liquides**

19 (1) Le créateur enregistré peut créer des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides dans les cas suivants :

a) le créateur enregistré ou la personne avec laquelle il a conclu un accord de création au titre de l'article 21 diminue l'intensité en carbone d'un combustible de la catégorie des combustibles liquides en réalisant à l'égard de ce combustible un projet de réduction des émissions de CO₂e prévu à l'article 30 qui est reconnu conformément aux paragraphes 35(1), 36(1), 37(3), 39(1) ou 40(3), selon le cas;

b) le créateur enregistré importe au Canada une quantité de combustible à faible intensité en carbone à laquelle peut être attribuée une réduction du nombre de tonnes métriques de CO₂e qui auraient autrement été rejetées en utilisant un combustible de la catégorie des combustibles liquides, si le combustible à faible intensité en carbone remplit les conditions suivantes :

(i) il est à l'état liquide dans des conditions normales,

(ii) il est visé à l'article 94,

(iii) il est utilisé ou vendu pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange,

(iv) il satisfait aux exigences prévues à l'article 56;

c) le créateur enregistré ou la personne avec laquelle il a conclu un accord de création au titre de l'article 21 produit au Canada une quantité de combustible à faible intensité en carbone à laquelle peut être attribuée une réduction du nombre de tonnes métriques de CO₂e qui auraient autrement été rejetées en utilisant un combustible de la catégorie des combustibles liquides, si le combustible à faible intensité en carbone remplit les conditions suivantes :

(i) il est à l'état liquide dans des conditions normales,

(ii) il est visé à l'article 94,

displacing the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class as a fuel for a vehicle with the use in Canada of

(i) a quantity of propane, compressed natural gas or liquefied natural gas as a fuel for a vehicle, in accordance with section 98,

(ii) a quantity of renewable propane, co-processed low-carbon-intensity propane, compressed renewable natural gas or liquefied renewable natural gas that meets the requirements set out in section 56 as a fuel for a vehicle, in accordance with section 99,

(iii) a quantity of renewable propane or renewable natural gas that meets the requirements set out in section 56 as a fuel for a vehicle, in accordance with section 100,

(iv) a quantity of electricity as an energy source for an electric vehicle, in accordance with sections 101 and 102, or

(v) a quantity of hydrogen that meets the requirements set out in section 56, in accordance with section 104,

(A) as an energy source for a hydrogen fuel cell vehicle, or

(B) as a fuel for a vehicle other than a hydrogen fuel cell vehicle.

Contribution to funding program

(2) A primary supplier may create a compliance credit in respect of the liquid class if they make a contribution to a registered emission-reduction funding program in accordance with section 118.

Gaseous class

20 A registered creator may create a compliance credit in respect of the gaseous class in the following cases:

(a) the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21, lowers the carbon intensity of a fuel in the gaseous class

(iii) il est utilisé ou vendu pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange,

(iv) il satisfait aux exigences prévues à l'article 56;

d) le créateur enregistré ou la personne avec laquelle il a conclu un accord de création au titre de l'article 21 réduit le nombre de tonnes métriques d'émissions de CO₂e lors de l'utilisation comme combustible dans un véhicule au Canada d'une quantité de combustible de la catégorie des combustibles liquides en remplaçant cette utilisation, selon le cas :

(i) par l'utilisation comme combustible dans un véhicule au Canada, conformément à l'article 98, d'une quantité de propane, de gaz naturel comprimé ou de gaz naturel liquéfié,

(ii) par l'utilisation comme combustible dans un véhicule au Canada, conformément à l'article 99, d'une quantité de propane renouvelable, de propane cotraité à faible intensité en carbone, de gaz naturel renouvelable comprimé ou de gaz naturel renouvelable liquéfié qui satisfont aux exigences prévues à l'article 56,

(iii) par l'utilisation comme combustible dans un véhicule au Canada, conformément à l'article 100, d'une quantité de propane renouvelable ou de gaz naturel renouvelable qui satisfont aux exigences prévues à l'article 56,

(iv) par l'utilisation comme source d'énergie dans un véhicule électrique au Canada, conformément aux articles 101 et 102, d'une quantité d'électricité,

(v) par l'utilisation, conformément à l'article 104, d'une quantité d'hydrogène qui satisfait aux exigences prévues à l'article 56 :

(A) comme source d'énergie dans un véhicule à pile à hydrogène au Canada,

(B) comme combustible dans un véhicule au Canada, autre qu'un véhicule à pile à hydrogène.

Contribution à un programme de financement

(2) Le fournisseur principal peut créer des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides en contribuant à un programme enregistré de financement des réductions des émissions conformément à l'article 118.

Catégorie des combustibles gazeux

20 Le créateur enregistré peut créer des unités de conformité pour la catégorie des combustibles gazeux dans les cas suivants :

a) le créateur enregistré ou la personne avec laquelle il a conclu un accord de création au titre de l'article 21

by carrying out, in respect of that fuel, a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d) that reduces the carbon intensity of a fuel in the liquid class and is recognized under subsection 36(1), 37(3), 39(1) or 40(3), as the case may be;

(b) the registered creator imports into Canada a quantity of low-carbon-intensity fuel to which may be attributed a reduction in the number of tonnes of CO₂e that would otherwise have been emitted by the use of a fuel in the gaseous class, if the low-carbon-intensity fuel

(i) is biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen,

(ii) is one referred to in section 95,

(iii) is used or sold for use as a fuel in Canada whether as neat fuel or as part of a blend, and

(iv) meets the requirements set out in section 56; or

(c) the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21, produces in Canada a quantity of low-carbon-intensity fuel to which may be attributed a reduction in the number of tonnes of CO₂e that would otherwise have been emitted by the use of a fuel in the gaseous class, if the low-carbon-intensity fuel

(i) is biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen,

(ii) is one referred to in section 95 or 96, as the case may be,

(iii) is used or sold for use as a fuel in Canada whether as neat fuel or as part of a blend, and

(iv) meets the requirements set out in section 56.

Agreement to create credits

21 (1) A registered creator may, before they have created any provisional compliance credits, enter into an agreement to create compliance credits for a compliance period

(a) with a person who is carrying out a CO₂e-emission-reduction project described in section 30 or a person who is referred to in subsection 98(1), 99(1), 101(1), 102(1) or 104(1); or

(b) with a producer who is referred to in subsection 94(1), 95(1), 96(1) or 100(1), if the agreement applies only to the creation of compliance credits

diminue l'intensité en carbone d'un combustible de la catégorie des combustibles gazeux en réalisant à l'égard de ce combustible un projet de réduction des émissions de CO₂e prévu à l'alinéa 30d) qui réduit l'intensité en carbone d'un combustible de la catégorie des combustibles liquides et qui est reconnu conformément aux paragraphes 36(1), 37(3), 39(1) ou 40(3), selon le cas;

b) le créateur enregistré importe au Canada une quantité de combustible à faible intensité en carbone à laquelle peut être attribuée une réduction du nombre de tonnes métriques de CO₂e qui auraient autrement été rejetées en utilisant un combustible de la catégorie des combustibles gazeux, si le combustible à faible intensité en carbone remplit les conditions suivantes :

(i) il est du biogaz, du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène,

(ii) il est visé à l'article 95,

(iii) il est utilisé ou vendu pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange,

(iv) il satisfait aux exigences prévues à l'article 56;

c) le créateur enregistré ou la personne avec laquelle il a conclu un accord de création au titre de l'article 21 produit au Canada une quantité de combustible à faible intensité en carbone à laquelle peut être attribuée une réduction du nombre de tonnes métriques de CO₂e qui auraient autrement été rejetées en utilisant un combustible de la catégorie des combustibles gazeux, si le combustible à faible intensité en carbone remplit les conditions suivantes :

(i) il est du biogaz, du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène,

(ii) il est visé aux articles 95 ou 96, selon le cas,

(iii) il est utilisé ou vendu pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange,

(iv) il satisfait aux exigences prévues à l'article 56.

Accord de création d'unités

21 (1) Le créateur enregistré peut, avant de créer des unités de conformité provisoires, conclure un accord en vue de la création d'unités de conformité au cours d'une période de conformité donnée avec :

a) la personne qui réalise un projet de réduction des émissions de CO₂e prévu à l'article 30 ou la personne visée aux paragraphes 98(1), 99(1), 101(1), 102(1) ou 104(1);

b) si l'accord vise uniquement la création d'unités de conformité par la production au Canada d'une quantité de combustibles à faible intensité en carbone, le

through the production of a quantity of low-carbon-intensity fuel in Canada.

Validity of agreement – requirements

(2) The agreement is not valid unless it is signed by the authorized agents of each of the parties to the agreement and contains the following information:

- (a)** with respect to each party to the agreement,
 - (i)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address,
 - (ii)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent, and
 - (iii)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent;
- (b)** an indication of the compliance period to which the agreement relates;
- (c)** if the agreement relates to a CO₂e-emission-reduction project described in section 30,
 - (i)** the name of the facility at which the project is carried out or, if the equipment with which it is carried out is not within a facility, the name of that equipment,
 - (ii)** the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of that facility or equipment, and
 - (iii)** an indication of the type of co-processed low-carbon-intensity fuel produced at the facility, if applicable;
- (d)** if the agreement relates to the production of the fuel referred to in subsection 94(1), 95(1), 96(1) or 100(1) in a facility, with respect to each facility where the fuel is produced,
 - (i)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of that facility, and
 - (ii)** an indication of the type of fuel produced at the facility;
- (e)** if the agreement relates to the supply of a fuel referred to in subsection 98(1) or 99(1) at fuelling stations, with respect to each fuelling station,
 - (i)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the fuelling station, and

producteur visé aux paragraphes 94(1), 95(1), 96(1) ou 100(1).

Validité de l'accord – exigences

(2) L'accord n'est valide que s'il est signé par l'agent autorisé de chaque partie et contient les éléments suivants :

- a)** pour chaque partie à l'accord :
 - (i)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique,
 - (ii)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé,
 - (iii)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé;
- b)** la période de conformité visée par l'accord;
- c)** dans le cas où l'accord concerne la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e prévu à l'article 30 :
 - (i)** le nom de l'installation où le projet est exécuté ou, si l'équipement avec lequel le projet est exécuté n'est pas situé dans une installation, le nom de l'équipement,
 - (ii)** les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, l'adresse municipale de l'installation ou de l'équipement,
 - (iii)** le type de combustible cotraité à faible intensité en carbone produit à l'installation, le cas échéant;
- d)** dans le cas où l'accord concerne la production de combustibles visés aux paragraphes 94(1), 95(1), 96(1) ou 100(1) dans une installation, pour chaque installation où ils sont produits :
 - (i)** ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale,
 - (ii)** le type de combustible qui y est produit;
- e)** dans le cas où l'accord concerne la fourniture de combustibles visés aux paragraphes 98(1) ou 99(1) par des stations de ravitaillement, pour chacune d'elles :
 - (i)** ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale,
 - (ii)** le type de combustible qu'elle fournit;

- (ii) an indication of the type of fuel supplied by the fuelling station;
- (f) if the agreement is with a charging-network operator referred to in subsection 102(1), with respect to each charging station in the charging-network operator's network,
 - (i) an indication of the province in which it is located, and
 - (ii) an indication of whether it is intended primarily for use by the occupants of a private dwelling-place, for use by the public or for another use;
- (g) if the agreement is with a charging-site host referred to in subsection 101(1), with respect to each charging station that the charging-site host owns or leases,
 - (i) an indication of the province in which it is located, and
 - (ii) the name of the charging-network operator, if any, who operates the communication platform that collects data from the charging station; and
- (h) if the agreement is with an owner or operator referred to in subsection 104(1) of one or more hydrogen fuelling stations, the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each fuelling station.

Submission to Minister

22 (1) A registered creator who enters into an agreement referred to in section 21 must submit the agreement to the Minister and, subject to subsection (2), must not create provisional compliance credits under the agreement until the day after the day on which it is submitted.

Exception – submission within first 60 days

(2) If the agreement is submitted to the Minister during the first 60 days of the compliance period to which the agreement relates, the registered creator may create provisional compliance credits under the agreement as of the first day of that compliance period unless the agreement provides for a later date.

Creation of Provisional Compliance Credits

Creation of provisional compliance credits

23 (1) Any compliance credit created under subsection 19(1) or section 20 is considered to be a provisional compliance credit at the time that it is created.

f) dans le cas où l'accord est conclu avec l'exploitant d'un réseau de recharge visé au paragraphe 102(1), pour chaque borne de recharge comprise dans le réseau :

(i) la province où elle est située,

(ii) une mention indiquant si elle est destinée principalement à l'utilisation des occupants d'un logement privé, à l'utilisation du public ou à une autre utilisation;

g) dans le cas où l'accord est conclu avec l'hôte d'une station de recharge visé au paragraphe 101(1), pour chaque borne de recharge dont celui-ci est le propriétaire ou le locataire :

(i) la province où elle est située,

(ii) le cas échéant, le nom de l'exploitant d'un réseau de recharge qui exploite le système de communication recueillant les données de cette borne de recharge;

h) dans le cas où l'accord est conclu avec le propriétaire ou l'exploitant de stations de ravitaillement en hydrogène visé au paragraphe 104(1), les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque station.

Transmission au ministre

22 (1) Le créateur enregistré transmet l'accord visé à l'article 21 au ministre et, sous réserve du paragraphe (2), ne crée des unités de conformité provisoires dans le cadre de l'accord qu'à compter du lendemain de la date de transmission.

Exception – transmission dans les soixante premiers jours

(2) Si l'accord est transmis au ministre dans les soixante premiers jours de la période de conformité visée par l'accord, les unités de conformité provisoires peuvent être créées dans le cadre de l'accord à compter du premier jour de cette période de conformité, sauf si l'accord prévoit une date ultérieure.

Création d'unités de conformité provisoires

Création d'unités de conformité provisoires

23 (1) Les unités de conformité créées au titre du paragraphe 19(1) et de l'article 20 sont considérées comme des unités de conformité provisoires lors de leur création.

No use of provisional credit

(2) A primary supplier must not use a provisional compliance credit to satisfy a total reduction requirement or to comply with any of the volumetric requirements set out in subsections 6(1) and 7(1) and must not transfer a provisional compliance credit under the compliance-credit transfer system.

Single use for creation of provisional credits

(3) A quantity of a fuel or an energy source that has been used by a person to create provisional compliance credits under subsection 94(1), 95(1), 96(1), 98(1), 99(1), 100(1), 101(1), 102(1) or 104(1) must not be used by another person to create compliance credits under the same subsection, and any quantity that is used more than once under the same subsection is deemed not to create any provisional compliance credits.

Loss of provisional status

(4) A provisional compliance credit that is the subject of a credit-creation report submitted under section 120 or 121 ceases to be provisional when the Minister deposits it into a compliance-credit account under subsection 24(1) or (2).

Ownership of provisional credits

(5) On creation, a provisional compliance credit is owned by the registered creator who created it.

Single owner

(6) At any given time, a provisional compliance credit may only have a single owner.

Deposit into account

24 (1) The compliance credits that are the subject of a credit-creation report submitted under section 120 or 121 must be deposited by the Minister as soon as feasible after the reception of the report into the registered creator's account that was opened under

(a) paragraph 28(a), in the case of a compliance credit created under subsection 19(1); and

(b) paragraph 28(b), in the case of a compliance credit created under section 20.

Deposit — adjustment of credits

(2) The compliance credits created under section 88, 89 or 90 that are the subject of a credit-creation report submitted under section 120 or a credit-adjustment report submitted under section 122 must be deposited by the Minister as soon as feasible after the reception of the report into any of the registered creator's compliance-credit accounts opened under section 28.

Non-utilisation des unités provisoires

(2) Le fournisseur principal ne doit pas utiliser d'unités de conformité provisoires pour satisfaire à l'exigence de réduction totale ou aux exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) ou 7(1), ni les céder dans le cadre du mécanisme de cession des unités de conformité.

Utilisation unique pour création des unités provisoires

(3) Une quantité de combustible ou de source d'énergie utilisée par une personne pour la création d'unités de conformité provisoires au titre de l'un des paragraphes 94(1), 95(1), 96(1), 98(1), 99(1), 100(1), 101(1), 102(1) et 104(1) ne doit pas être utilisée à nouveau par une autre personne pour créer des unités de conformité au titre de la même disposition et la quantité utilisée plus d'une fois au titre d'une même disposition est réputée n'avoir créé aucune unité de conformité provisoire.

Perte du statut provisoire

(4) Les unités de conformité provisoires qui font l'objet du rapport sur la création transmis au titre des articles 120 ou 121 cessent d'être provisoires dès que le ministre les inscrit à un compte conformément aux paragraphes 24(1) ou (2).

Propriété des unités de conformité provisoires

(5) Dès lors que le créateur enregistré crée une unité de conformité provisoire, il en est le propriétaire.

Propriétaire unique

(6) L'unité de conformité provisoire ne peut avoir qu'un seul propriétaire à la fois.

Inscription au compte

24 (1) Les unités de conformité qui font l'objet du rapport sur la création transmis au titre des articles 120 ou 121 sont inscrites par le ministre au compte du créateur enregistré aussitôt que possible après la réception du rapport, conformément à ce qui suit :

a) les unités de conformité créées au titre du paragraphe 19(1) sont inscrites au compte ouvert au titre de l'alinéa 28a);

b) celles créées au titre de l'article 20 sont inscrites au compte ouvert au titre de l'alinéa 28b).

Inscription — ajustement des unités

(2) Les unités de conformité créées au titre des articles 88, 89 ou 90 qui font l'objet du rapport sur la création transmis au titre de l'article 120 ou du rapport d'ajustement transmis au titre de l'article 122 sont inscrites par le ministre à l'un des comptes du créateur enregistré ouverts au titre de l'article 28 aussitôt que possible après la réception du rapport.

Identification number

(3) The Minister must assign an identification number to each compliance credit when it is deposited into a compliance-credit account.

Registration as Registered Creator**Registration report**

25 (1) A person who wishes to create compliance credits under subsection 19(1) or section 20 or under an agreement referred to in section 21 may register with the Minister as a registered creator by submitting to the Minister a registration report containing the information referred to in section 1 of Schedule 3 and any applicable information referred to in sections 4 to 12 of that Schedule.

Registration before creation

(2) A registered creator must not create provisional compliance credits under subsection 19(1) or section 20 until the day after the day on which they become a registered creator.

Exception — registration within 60 days

(3) However, a person who submits a registration report to the Minister during the period that begins on the day on which these Regulations are registered and ends 60 days after that day may create provisional compliance credits as of that day.

Change of information

26 (1) If there are any changes in the information referred to in section 1 of Schedule 3 that is provided in the registration report, the registered creator must send a notice to the Minister that provides the updated information within 30 days after the day on which the change occurs.

Sections 4 to 12 of Schedule 3

(2) If there are any changes in the information referred to in sections 4 to 12 of Schedule 3 that is provided in the registration report, the registered creator must send a notice to the Minister that provides the updated information no later than on the next day on which they are required to submit a report under subsection 120(1) or 121(1).

New agreement

(3) A registered creator who enters into an agreement under section 21 must send a notice to the Minister that contains, in respect of the activities carried out by the person with whom they have entered into the agreement, the information referred to in section 1 of Schedule 3 and any applicable information referred to in sections 4 to 12 of that Schedule.

Numéro d'identification

(3) Le ministre assigne un numéro d'identification à chaque unité de conformité lors de son inscription à un compte.

Enregistrement comme créateur enregistré**Rapport d'enregistrement**

25 (1) La personne qui a l'intention de créer des unités de conformité au titre du paragraphe 19(1) ou de l'article 20 ou dans le cadre de l'accord de création visé à l'article 21 peut s'enregistrer auprès du ministre comme créateur enregistré en transmettant au ministre un rapport d'enregistrement comportant les renseignements prévus à l'article 1 de l'annexe 3 et à ceux des articles 4 à 12 de cette annexe qui s'appliquent.

Enregistrement avant la création

(2) Le créateur enregistré ne peut créer aucune unité de conformité provisoire au titre du paragraphe 19(1) ou de l'article 20 avant le lendemain de la date à laquelle il devient un créateur enregistré.

Exception — enregistrement dans les 60 jours

(3) Toutefois, la personne qui transmet au ministre un rapport d'enregistrement dans les soixante jours suivant la date d'enregistrement du présent règlement peut créer des unités de conformité provisoires à compter de cette date.

Modification des renseignements

26 (1) En cas de modification des renseignements prévus à l'article 1 de l'annexe 3 et fournis dans le rapport d'enregistrement, le créateur enregistré transmet au ministre un avis comportant les nouveaux renseignements dans les trente jours suivant la date de la modification.

Articles 4 à 12 de l'annexe 3

(2) En cas de modification des renseignements prévus aux articles 4 à 12 de l'annexe 3 et fournis dans le rapport d'enregistrement, le créateur enregistré transmet au ministre un avis comportant les nouveaux renseignements au plus tard à la date où il est tenu de transmettre le prochain rapport au titre des paragraphes 120(1) ou 121(1).

Nouvel accord de création

(3) Le créateur enregistré qui conclut un accord de création au titre de l'article 21 transmet au ministre un avis comportant les renseignements prévus à l'article 1 de l'annexe 3 et à ceux des articles 4 à 12 de cette annexe qui concernent les activités menées par la personne avec qui il a conclu l'accord.

Cancellation of registration

27 (1) A registered creator may cancel their registration as a registered creator if they

- (a) send to the Minister a notice that indicates their intention to cancel their registration; and
- (b) submit to the Minister any report or send any notice that they are required by these Regulations to submit or send.

Cancellation by Minister

(2) If, after receiving the notice referred to in paragraph (1)(a), the Minister is satisfied that the registered creator has complied with these Regulations, the Minister must

- (a) in the case of a registered creator who is not a primary supplier, cancel any compliance credits in any of the registered creator's accounts opened under section 28;
- (b) cancel the registered creator's registration as a registered creator; and
- (c) send a notice to the registered creator informing them that their registration is cancelled.

Compliance-Credit Accounts**Opening**

28 On the registration of a primary supplier under subsection 10(1) or a registered creator under subsection 25(1), the Minister must open the following accounts for the primary supplier or the registered creator in the compliance-credit transfer system:

- (a) a liquid-fuel-compliance-credit account; and
- (b) a gaseous-fuel-compliance-credit account.

Credit remains in account

29 A compliance credit that is deposited into an account must remain in that account until the compliance credit is cancelled or transferred.

CO₂e-Emission-Reduction Project**Series of activities**

30 A CO₂e-emission-reduction project must consist of a series of activities that, when carried out, result in

- (a) a reduction of the number of tonnes of CO₂e emissions that are released during the activities carried out over the life cycle of a fossil fuel in the liquid state at

Annulation de l'enregistrement

27 (1) Le créateur enregistré peut annuler son enregistrement comme créateur enregistré si, à la fois :

- a) il transmet au ministre un avis indiquant son intention d'annuler son enregistrement;
- b) il transmet au ministre tous les rapports et avis qu'il est tenu de transmettre au titre du présent règlement.

Annulation par le ministre

(2) Si, après avoir reçu l'avis prévu à l'alinéa (1)a), il est convaincu que le créateur enregistré s'est conformé aux exigences du présent règlement, le ministre, à la fois :

- a) annule les unités de conformité qui se trouvent dans les comptes du créateur enregistré ouverts au titre de l'article 28, si le créateur enregistré n'est pas un fournisseur principal;
- b) annule l'enregistrement du créateur enregistré à ce titre;
- c) transmet au créateur enregistré un avis l'informant que son enregistrement est annulé.

Comptes des unités de conformité**Ouverture**

28 Dès l'enregistrement du fournisseur principal aux termes du paragraphe 10(1) ou du créateur enregistré aux termes du paragraphe 25(1), le ministre lui ouvre les comptes ci-après dans le mécanisme de cession des unités de conformité :

- a) un compte d'unités de conformité pour les combustibles liquides;
- b) un compte d'unités de conformité pour les combustibles gazeux.

Unités de conformité au compte

29 Les unités de conformité demeurent au compte où elles ont été inscrites jusqu'à leur annulation ou leur cession.

Projet de réduction des émissions de CO₂e**Série d'activités**

30 Le projet de réduction des émissions de CO₂e consiste en une série d'activités dont la réalisation a pour résultat, selon le cas :

- a) de réduire le nombre de tonnes métriques des émissions de CO₂e rejetées pendant les activités menées au

standard conditions, including all emissions associated with the extraction of the hydrocarbons used to produce the fuel, with the processing, refining or upgrading of those hydrocarbons to produce the fuel, with the transportation or distribution of those hydrocarbons or the fuel and with the combustion of the fuel;

(b) the sequestration of any CO₂e emissions that are released during the activities carried out over the life cycle of a fossil fuel in the liquid state at standard conditions, including all emissions associated with the extraction of the hydrocarbons used to produce the fuel, with the processing, refining or upgrading of those hydrocarbons to produce the fuel, with the transportation or distribution of those hydrocarbons or the fuel and with the combustion of the fuel;

(c) the use of any CO₂e emissions that are released during the activities carried out over the life cycle of a fossil fuel in the liquid state at standard conditions, including all emissions associated with the extraction of the hydrocarbons used to produce the fuel, with processing, refining or upgrading those hydrocarbons to produce the fuel, with the transportation or distribution of those hydrocarbons or the fuel and with the combustion of the fuel; or

(d) the production of a quantity of co-processed low-carbon-intensity fuel to which may be attributed a reduction in the number of tonnes of CO₂e that would otherwise have been emitted by the use of a fuel in the liquid class or gaseous class, if the co-processed low-carbon-intensity fuel

(i) is used or sold for use as a fuel in Canada whether as neat fuel or as part of a blend, and

(ii) meets the requirements set out in section 56.

Generic quantification method

31 (1) The Minister may establish a generic emission-reduction quantification method that is applicable to any project for which no specific emission-reduction quantification method is applicable on the day on which the project is recognized under subsection 35(1) or 39(1).

Conditions

(2) The generic emission-reduction quantification method must

(a) be consistent with ISO Standard 14064-2;

cours du cycle de vie d'un combustible fossile qui est à l'état liquide dans des conditions normales, notamment les émissions liées à l'extraction des hydrocarbures utilisés pour produire le combustible, au traitement, au raffinage ou à la valorisation de ces hydrocarbures pour produire le combustible, au transport ou à la distribution de ces hydrocarbures ou du combustible et à la combustion du combustible;

b) de séquestrer toutes émissions de CO₂e rejetées pendant les activités menées au cours du cycle de vie d'un combustible fossile qui est à l'état liquide dans des conditions normales, notamment les émissions liées à l'extraction des hydrocarbures utilisés pour produire le combustible, au traitement, au raffinage ou à la valorisation de ces hydrocarbures pour produire le combustible, au transport ou à la distribution de ces hydrocarbures ou du combustible et à la combustion du combustible;

c) d'utiliser toutes émissions de CO₂e rejetées pendant les activités menées au cours du cycle de vie d'un combustible fossile qui est à l'état liquide dans des conditions normales, notamment les émissions liées à l'extraction des hydrocarbures utilisés pour produire le combustible, au traitement, au raffinage ou à la valorisation de ces hydrocarbures pour produire le combustible, au transport ou à la distribution de ces hydrocarbures ou du combustible et à la combustion du combustible;

d) de produire une quantité de combustible cotraité à faible intensité en carbone auquel peut être attribuée une réduction du nombre de tonnes métriques de CO₂e qui auraient autrement été rejetées en utilisant un combustible de la catégorie des combustibles liquides ou de la catégorie des combustibles gazeux, si le combustible cotraité à faible intensité en carbone remplit les conditions suivantes :

(i) il est utilisé ou vendu pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange,

(ii) il satisfait aux exigences prévues à l'article 56.

Méthode de quantification générique

31 (1) Le ministre peut établir une méthode de quantification générique des réductions des émissions applicable à tout projet auquel aucune méthode de quantification spécifique ne s'applique à la date de reconnaissance du projet au titre des paragraphes 35(1) ou 39(1).

Conditions

(2) La méthode de quantification générique des réductions des émissions remplit les conditions suivantes :

a) elle est conforme à la norme ISO 14064-2;

(b) establish a period of 10 years, beginning on the later of the day on which the Minister recognizes a project to which it is applicable and any preferred day referred to in paragraph 34(2)(b), at the end of which the carrying out of the project ceases to create compliance credits; and

(c) indicate that it is applicable to projects carried out in Canada or indicate that it is applicable to projects carried out in a specified foreign country or subdivision of a foreign country that has an agreement with Canada referred to in paragraph 39(1)(b).

Specific quantification method

32 (1) The Minister may establish a specific emission-reduction quantification method that is applicable to a project of a specific type.

Conditions

(2) The specific emission-reduction quantification method must

- (a)** be consistent with ISO Standard 14064-2;
- (b)** be based on data that are verifiable for a specified period
- (c)** be based on emission factors that are considered by generally recognized scientific sources
 - (i)** to be appropriate for the quantification of the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions for the project, and
 - (ii)** to not result in an overestimate of that quantification;
- (d)** establish a period of no less than 10 years, beginning on the later of the day on which the Minister recognizes the project and any preferred day referred to in paragraph 34(2)(b), at the end of which the carrying out of the project ceases to create compliance credits;
- (e)** identify the data that are necessary to determine the number of compliance credits created under paragraph 19(1)(a) or 20(a) by the carrying out of the project for a specified period; and
- (f)** indicate that it is applicable to projects carried out in Canada or indicate that it is applicable to projects carried out in a specified foreign country or subdivision of a foreign country that has an agreement with Canada referred to in paragraph 39(1)(b).

Exception

33 Despite sections 31 and 32, no emission-reduction quantification method is applicable to, and no compliance

b) elle établit une période de dix ans à compter de la date de reconnaissance du projet ou, si elle est postérieure, de la date visée à l'alinéa 34(2)b) qui est souhaitée pour la création d'unités de conformité provisoires à la fin de laquelle la réalisation du projet cessera de donner lieu à la création d'unités de conformité;

c) elle prévoit qu'elle s'applique aux projets réalisés au Canada ou dans le pays étranger, ou la subdivision d'un tel pays, qu'elle précise et qui a conclu avec le Canada l'accord visé à l'alinéa 39(1)b).

Méthode de quantification spécifique

32 (1) Le ministre peut établir une méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable au projet d'un type spécifique.

Conditions

(2) La méthode de quantification spécifique des réductions des émissions remplit les conditions suivantes :

- a)** elle est conforme à la norme ISO 14064-2;
- b)** elle est fondée sur des données vérifiables pour une période donnée;
- c)** elle est fondée sur des facteurs d'émissions que des sources scientifiques généralement reconnues considèrent, à la fois :
 - (i)** comme étant appropriés pour la quantification de la réduction, de la séquestration ou de l'utilisation des émissions de CO₂e pour le projet,
 - (ii)** comme n'ayant pas pour résultat de surestimer cette quantification;
- d)** elle établit une période d'au moins dix ans à compter de la date de reconnaissance du projet ou, si elle est postérieure, de la date visée à l'alinéa 34(2)b) qui est souhaitée pour la création d'unités de conformité provisoires à la fin de laquelle la réalisation du projet cessera de donner lieu à la création d'unités de conformité;
- e)** elle prévoit les données nécessaires à la détermination du nombre d'unités de conformité créées au titre des alinéas 19(1)a) ou 20a) par la réalisation du projet au cours d'une période donnée;
- f)** elle prévoit qu'elle s'applique aux projets réalisés au Canada ou dans le pays étranger, ou la subdivision d'un tel pays, qu'elle précise et qui a conclu avec le Canada l'accord visé à l'alinéa 39(1)b).

Exception

33 Malgré les articles 31 et 32, aucune méthode de quantification des réductions des émissions ne s'applique aux

credits are created under paragraph 19(1)(a) or 20(a) by any of the following types of projects:

- (a)** projects that include an operational or physical change that is solely for the purpose of reducing the production of fuel;
- (b)** projects that are maintenance activities;
- (c)** projects that include a reduction in the number of tonnes of CO₂e emissions by displacing the use of a type of crude oil processed by a facility with the use of another type of crude oil;
- (d)** projects that consist of current practices that would be carried out in the ordinary course of business;
- (e)** projects that include a reduction in the number of tonnes of CO₂e emissions that are released during the extraction of the hydrocarbons used to produce a fuel, during the processing, refining or upgrading of those hydrocarbons to produce the fuel, during the transportation or distribution of those hydrocarbons or the fuel and during the combustion of the fuel by displacing the use of that fuel with the use of fuel, hydrogen or electricity for which compliance credits may be created under any of sections 94, 96, 98 to 102 and 104.

Application for recognition

34 (1) A registered creator may apply to the Minister for the recognition of a CO₂e-emission-reduction project described in section 30 as a project that may create compliance credits when carried out in Canada.

Contents of application

(2) The application must be signed by the authorized agent of the registered creator and contain

- (a)** the information referred to in Schedule 4;
- (b)** if the registered creator prefers that the carrying out of the project may create provisional compliance credits only as of a particular day, which must be no later than 18 months after the day on which the application is made, an indication of that preferred day; and
- (c)** an indication that the registered creator is applying to use a generic emission-reduction quantification method or a specific emission-reduction quantification method, whichever is applicable to the project, and the name of that method.

types de projets ci-après et aucune unité de conformité n'est créée au titre des alinéas 19(1)a) ou 20a) dans le cadre de ces projets :

- a)** les projets qui comprennent un changement opérationnel ou physique visant uniquement à réduire la production de combustibles;
- b)** les projets qui sont des activités d'entretien;
- c)** les projets qui comprennent la réduction du nombre de tonnes métriques de CO₂e rejetées en raison du remplacement de l'utilisation d'un type de pétrole brut traité par une installation par l'utilisation d'un autre type de pétrole brut;
- d)** les projets qui consistent en des pratiques courantes utilisées dans le cours normal des affaires;
- e)** les projets qui comprennent la réduction du nombre de tonnes métriques des émissions de CO₂e rejetées lors de l'extraction des hydrocarbures utilisés pour produire le combustible, du traitement, du raffinage ou de la valorisation de ces hydrocarbures pour produire le combustible, du transport ou de la distribution de ces hydrocarbures ou du combustible et de la combustion du combustible en remplaçant l'utilisation de ce combustible par celle de combustibles, d'hydrogène ou d'électricité pour lesquels des unités de conformité peuvent être créées au titre de l'un ou l'autre des articles 94, 96, 98 à 102 et 104.

Demande de reconnaissance

34 (1) Le créateur enregistré peut demander au ministre la reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'article 30 comme projet dont la réalisation au Canada permet la création d'unités de conformité.

Contenu de la demande

(2) La demande est signée par l'agent autorisé du créateur enregistré et contient les renseignements suivants :

- a)** ceux prévus à l'annexe 4;
- b)** le cas échéant, la date à compter de laquelle le créateur enregistré souhaite que la réalisation du projet donne lieu à la création d'unités de conformité provisoires et qui tombe au plus tard dix-huit mois après la date de la demande;
- c)** une mention précisant si le créateur enregistré sollicite l'utilisation de la méthode de quantification générique des réductions des émissions ou l'utilisation de la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions, selon celle de ces méthodes qui s'applique au projet, et le nom de cette méthode.

Recognition — generic quantification method

35 (1) In the case of an application under subsection 34(1) for the recognition of a CO₂e-emission-reduction project and the use of a generic emission-reduction quantification method that is applicable to the project, the Minister must recognize the project as a project that may create compliance credits when carried out if the Minister is satisfied, based on the information provided by the registered creator, that

(a) the activities that result in the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions will be carried out in Canada;

(b) the project's reduction, sequestration or use of CO₂e emissions will be determined using the generic emission-reduction quantification method;

(c) the activity specified in the generic emission-reduction quantification method that allows the project to begin to reduce, sequester or use CO₂e emissions was or will be carried out on or after July 1, 2017;

(d) the specified activities that would have been carried out if not for the implementation of the project and the CO₂e emissions that would have resulted from those activities, as well as the greenhouse gas sources and sinks that have been selected by the applicant to determine those CO₂e emissions,

(i) are functionally equivalent to the project, in terms of the type and level of activity of products provided,

(ii) are in accordance with ISO Standard 14064-2 and with the generic emission-reduction quantification method, and

(iii) do not result in an overestimation of CO₂e emissions resulting from those specified activities that would have been carried out by the applicant; and

(e) the greenhouse gas sources and sinks that have been selected by the applicant and are relevant to the project meet the following conditions:

(i) they are in accordance with ISO Standard 14064-2 and with the generic emission-reduction quantification method, and

(ii) they do not result in an underestimation of CO₂e emissions released during the project.

Unique alphanumeric identifier

(2) The Minister must assign a unique alphanumeric identifier to a CO₂e-emission-reduction project recognized under subsection (1).

Reconnaissance — méthode de quantification générique

35 (1) Si, dans la demande de reconnaissance d'un projet visée au paragraphe 34(1), le créateur enregistré sollicite l'utilisation de la méthode de quantification générique des réductions des émissions qui est applicable au projet, le ministre reconnaît le projet comme projet dont la réalisation donne lieu à la création d'unités de conformité s'il est convaincu, sur la base des renseignements que lui a fournis le créateur enregistré, que les conditions suivantes sont remplies :

a) les activités ayant pour résultat la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e seront réalisées au Canada;

b) la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e résultant du projet sera établie conformément à la méthode de quantification générique des réductions des émissions;

c) l'activité qui est précisée dans la méthode de quantification générique des réductions des émissions et qui permet de commencer à réduire, à séquestrer ou à utiliser les émissions de CO₂e a été ou sera menée le 1^{er} juillet 2017 ou après cette date;

d) les activités précisées qui seraient menées si le projet n'était pas réalisé et les émissions de CO₂e rejetées lors de ces activités, ainsi que les sources et puits de gaz à effet de serre choisis par le demandeur pour déterminer ces émissions, à la fois :

(i) présentent une équivalence fonctionnelle avec le projet en termes de type et de niveau d'activité des produits fournis,

(ii) sont conformes à la norme ISO 14064-2 et à la méthode de quantification générique des réductions des émissions,

(iii) n'ont pas pour résultat de surestimer les émissions de CO₂e résultant des activités précisées qui auraient été réalisées par le demandeur;

e) les sources et puits de gaz à effet de serre qui sont pertinents pour le projet et qui sont choisis par le demandeur remplissent les conditions suivantes :

(i) ils sont conformes à la norme ISO 14064-2 et à la méthode de quantification générique des réductions des émissions,

(ii) ils n'ont pas pour résultat de sous-estimer les émissions de CO₂e rejetées au cours du projet.

Identifiant alphanumérique unique

(2) Le ministre assigne un identifiant alphanumérique unique au projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre du paragraphe (1).

Number of compliance credits

(3) The number of provisional compliance credits that are created for each compliance period by the carrying out of a project recognized under subsection (1) is determined — in accordance with the generic emission-reduction quantification method — based on the proportion of the quantity of crude oil or liquid fossil fuel that is not exported from Canada and that has a reduced carbon intensity as a result of the activities carried out for the project.

End of project

(4) The carrying out of a project recognized under subsection (1) ceases to create compliance credits as of the end of the period referred to in paragraph 31(2)(b) or, if applicable, the end of the five-year period referred to in subsection 42(1).

Recognition — specific quantification method

36 (1) In the case of an application under subsection 34(1) for the recognition of a CO₂e-emission-reduction project and the use of a specific emission-reduction quantification method that is applicable to the project, the Minister must recognize the project as a project that may create compliance credits when carried out if the Minister is satisfied, based on the information provided to the Minister by the registered creator, that

- (a)** the activities that result in the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions will be carried out in Canada;
- (b)** the project's reduction, sequestration or use of CO₂e emissions will be determined using the specific emission-reduction quantification method; and
- (c)** the activity specified in the specific emission-reduction quantification method that allows the project to begin to reduce, sequester or use CO₂e emissions was or will be carried out on or after July 1, 2017, unless the method provides that the activity may be carried out before that date.

Unique alphanumeric identifier

(2) The Minister must assign a unique alphanumeric identifier to a CO₂e-emission-reduction project recognized under subsection (1).

Number of compliance credits

(3) The number of provisional compliance credits that are created for each compliance period by the carrying out of a project recognized under subsection (1) is determined — in accordance with the specific emission-reduction quantification method — based on the proportion of the

Nombre d'unités de conformité

(3) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (1) peut donner lieu à la création, pour chaque période de conformité, du nombre d'unités de conformité provisoires déterminé au prorata de la quantité de combustible fossile liquide ou de pétrole brut dont l'intensité en carbone a été diminuée par la série d'activités réalisées dans le cadre du projet et qui n'est pas exportée du Canada, conformément à la méthode de quantification générique des réductions des émissions.

Fin du projet

(4) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (1) cesse de donner lieu à la création d'unités de conformité à compter de la fin de la période visée à l'alinéa 31(2)b) ou, le cas échéant, de la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1).

Reconnaissance — méthode de quantification spécifique

36 (1) Si, dans la demande de reconnaissance d'un projet visée au paragraphe 34(1), le créateur enregistré sollicite l'utilisation de la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions qui est applicable au projet, le ministre reconnaît le projet comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité s'il est convaincu, sur la base des renseignements que lui a fournis le créateur enregistré, que les conditions suivantes sont remplies :

- a)** les activités ayant pour résultat la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e seront menées au Canada;
- b)** la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e résultant du projet sera établie conformément à la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions;
- c)** l'activité qui est précisée dans la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions et qui permet de commencer à réduire, à séquestrer ou à utiliser les émissions de CO₂e a été ou sera menée le 1^{er} juillet 2017 ou après cette date, sauf si la méthode prévoit que cette activité peut être menée avant cette date.

Identifiant alphanumérique unique

(2) Le ministre assigne un identifiant alphanumérique unique au projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre du paragraphe (1).

Nombre d'unités de conformité

(3) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (1) peut donner lieu à la création, pour chaque période de conformité, du nombre d'unités de conformité provisoires déterminé au prorata de la quantité de combustible fossile liquide ou de pétrole brut dont l'intensité en

quantity of crude oil or liquid fossil fuel that is not exported from Canada and that has a reduced carbon intensity as a result of the activities carried out for the project.

End of project

(4) The carrying out of a project recognized under subsection (1) ceases to create compliance credits as of the end of the period referred to in paragraph 32(2)(d) or, if applicable, the end of the five-year period referred to in subsection 42(1).

Application for recognition — change of method

37 (1) If, after the recognition of a CO₂e-emission-reduction project under subsection 35(1) but before the end of the period referred to in paragraph 31(2)(b) or, if applicable, the five-year period referred to in subsection 42(1), the Minister establishes a specific emission-reduction quantification method under subsection 32(1) that is applicable to the project, the registered creator may apply to the Minister for the recognition of the project as a project that may create compliance credits when carried out in Canada using that method.

Contents of application

(2) The application must be signed by the authorized agent of the registered creator and contain

- (a)** if the information contained in the original application for recognition under subsection 34(1), other than the information referred to in paragraph 2(d) of Schedule 4, has changed, the updated information;
- (b)** an indication that the registered creator is applying to use the specific emission-reduction quantification method and the name of that method;
- (c)** the information referred to in paragraph 2(d) of Schedule 4 in respect of that method; and
- (d)** if the registered creator prefers that the carrying out of the project may create provisional compliance credits only as of a particular day, an indication of that preferred day, which must be
 - (i)** no later than 18 months after the day on which the application is made, and
 - (ii)** before the end of the period referred to in paragraph 31(2)(b) or, if applicable, the five-year period referred to in subsection 42(1).

Recognition by the Minister

(3) The Minister must recognize the CO₂e-emission-reduction project as a project that may create compliance credits when carried out if the Minister is satisfied, based

carbone a été diminuée par la série d'activités réalisées dans le cadre du projet et qui n'est pas exportée du Canada, conformément à la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions.

Fin du projet

(4) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (1) cesse de donner lieu à la création d'unités de conformité à compter de la fin de la période visée à l'alinéa 32(2)d) ou, le cas échéant, de la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1).

Demande de reconnaissance — changement de méthode

37 (1) Si, après la reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO₂e au titre du paragraphe 35(1), mais avant la fin de la période visée à l'alinéa 31(2)b) ou, le cas échéant, de la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1), le ministre établit au titre du paragraphe 32(1) une méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable au projet, le créateur enregistré peut lui demander la reconnaissance du projet comme projet dont la réalisation au Canada permet la création d'unités de conformité par l'utilisation de cette méthode.

Contenu de la demande

(2) La demande est signée par l'agent autorisé du créateur enregistré et contient les renseignements suivants :

- a)** toute modification aux renseignements contenus dans la demande initiale de reconnaissance présentée au titre du paragraphe 34(1), autres que ceux prévus à l'alinéa 2d) de l'annexe 4;
- b)** une mention précisant que le créateur enregistré sollicite l'utilisation de la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions et le nom de cette méthode;
- c)** les renseignements prévus à l'alinéa 2d) de l'annexe 4 pour cette méthode;
- d)** le cas échéant, la date à compter de laquelle le créateur enregistré souhaite que la réalisation du projet donne lieu à la création d'unités de conformité provisoires et qui tombe, à la fois :
 - (i)** au plus tard dix-huit mois après la date de la demande,
 - (ii)** avant la fin de la période visée à l'alinéa 31(2)b) ou, le cas échéant, de la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1).

Reconnaissance par le ministre

(3) Le ministre reconnaît le projet de réduction des émissions de CO₂e comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité s'il est convaincu, sur la

on the information provided by the registered creator, that the project meets the criteria set out in paragraphs 36(1)(a) to (c).

Unique alphanumeric identifier

(4) The Minister must assign a unique alphanumeric identifier to a CO₂e-emission-reduction project recognized under subsection (3).

Period — creation of compliance credits

(5) Subject to subsection 42(4), the period during which the carrying out of the project may create provisional compliance credits begins on the later of the day on which it is recognized under subsection (3) and the preferred day referred to in paragraph (2)(d) and is determined by the formula

$$S - D$$

where

- S** is the period referred to in paragraph 32(2)(d) and established in the specific emission-reduction quantification method that is applicable to the project, expressed as a number of days; and
- D** is the number of days — during the period referred to in paragraph 31(2)(b) — on which the carrying out of the project has created provisional compliance credits using the generic emission-reduction quantification method.

Number of compliance credits

(6) The number of provisional compliance credits that are created for the period determined under subsection (5) or, if applicable, subsection 42(4) by the carrying out of a project that is recognized under subsection (3) is determined — in accordance with the specific emission-reduction quantification method — based on the proportion of the quantity of crude oil or liquid fossil fuel that is not exported from Canada and that has a reduced carbon intensity as a result of the activities carried out for the project.

End of project — generic method

(7) The carrying out of a project that is recognized under subsection (3) ceases to create compliance credits under section 35 as of the day before the day on which the period determined under subsection (5) begins.

End of project — specific method

(8) The carrying out of a project that is recognized under subsection (3) ceases to create compliance credits under subsection (6) as of the end of the period determined under subsection (5) or, if applicable, the end of the five-year period referred to in subsection 42(1).

base des renseignements que lui a fournis le créateur enregistré, que les conditions prévues aux alinéas 36(1)a) à c) sont remplies.

Identifiant alphanumérique unique

(4) Le ministre assigne un identifiant alphanumérique unique au projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre du paragraphe (3).

Période de création des unités de conformité

(5) Sous réserve du paragraphe 42(4), la période pendant laquelle la réalisation du projet peut donner lieu à la création d'unités de conformité provisoires commence à la date de reconnaissance du projet au titre du paragraphe (3) ou, si elle est postérieure, à la date visée à l'alinéa (2)d) qui est souhaitée pour la création d'unités de conformité provisoires, et sa durée est déterminée selon la formule suivante :

$$S - J$$

où :

- S** représente la période mentionnée à l'alinéa 32(2)d), qui est prévue par la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable au projet, exprimée en nombre de jours;
- J** le nombre de jours au cours de la période visée à l'alinéa 31(2)b) pendant lesquels la réalisation du projet a donné lieu à la création d'unités de conformité provisoires par l'utilisation de la méthode de quantification générique des réductions des émissions.

Nombre d'unités de conformité

(6) La réalisation du projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre du paragraphe (3) donne lieu à la création, pour la période visée au paragraphe (5) ou, le cas échéant, au paragraphe 42(4), du nombre d'unités de conformité provisoires déterminé au prorata de la quantité de combustible fossile liquide ou de pétrole brut dont l'intensité en carbone a été diminuée par la série d'activités réalisées dans le cadre du projet et qui n'est pas exportée du Canada, conformément à la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions.

Fin du projet — méthode générique

(7) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (3) cesse de donner lieu à la création d'unités de conformité au titre de l'article 35 à compter de la veille de la date à laquelle commence la période visée au paragraphe (5).

Fin du projet — méthode spécifique

(8) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (3) cesse de donner lieu à la création d'unités de conformité au titre du paragraphe (6) à compter de la fin de la période visée au paragraphe (5) ou, le cas échéant, de la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1).

Application for recognition — project in foreign country

38 (1) A registered creator may apply to the Minister for the recognition of a CO₂e-emission-reduction project that is described in section 30 and carried out in a foreign country or subdivision of a foreign country as a project that may create compliance credits when carried out in the foreign country or subdivision, if there is an agreement referred to in paragraph 39(1)(b) between Canada and that foreign country or subdivision and the agreement is applicable to that type of project.

Contents of application

(2) The application must be signed by the authorized agent of the registered creator and must contain

- (a)** the information referred to in Schedule 4;
- (b)** if the registered creator prefers that the carrying out of the project may create provisional compliance credits only as of a particular day, which must be no later than 18 months after the day on which the application is made, an indication of that preferred day; and
- (c)** an indication that the registered creator is applying to use the applicable generic emission-reduction quantification method or specific emission-reduction quantification method that is indicated in the agreement referred to in subsection (1) and the name of that method.

Recognition — project in foreign country

39 (1) The Minister must recognize a CO₂e-emission-reduction project carried out in a foreign country or subdivision of a foreign country as a project that may create compliance credits when carried out if the Minister is satisfied that

- (a)** based on the information provided to the Minister by the registered creator, the project meets the criteria set out in subsection (2) or (3), as the case may be; and
- (b)** Canada has an agreement with the foreign country or the subdivision that meets the requirements set out in subsection (4).

Generic quantification method

(2) In the case of an application under subsection 38(1) for the recognition of a CO₂e-emission-reduction project and the use of a generic emission-reduction quantification method that is applicable to the project, the project must meet the following criteria:

- (a)** the activities carried out outside Canada during the project that result in the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions are comparable in effectiveness with projects that are carried out in Canada with respect

Demande de reconnaissance — pays étranger

38 (1) Le créateur enregistré peut demander au ministre la reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'article 30 réalisé dans un pays étranger ou dans une subdivision d'un tel pays comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité, si un accord visé à l'alinéa 39(1)b) couvrant le type de projet a été conclu entre le Canada et le pays étranger ou la subdivision.

Contenu de la demande

(2) La demande est signée par l'agent autorisé du créateur enregistré et contient les renseignements suivants :

- a)** ceux prévus à l'annexe 4;
- b)** le cas échéant, la date à compter de laquelle le créateur enregistré souhaite que la réalisation du projet donne lieu à la création d'unités de conformité provisoires et qui tombe au plus tard dix-huit mois après la date de la demande;
- c)** une mention précisant si le créateur enregistré sollicite l'utilisation de la méthode de quantification générique des réductions des émissions ou de la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions, selon celle de ces méthodes qui s'applique au projet et qui est prévue par l'accord visé au paragraphe (1), ainsi que le nom de cette méthode.

Reconnaissance — projet dans un pays étranger

39 (1) Le ministre reconnaît le projet de réduction des émissions de CO₂e réalisé dans un pays étranger, ou une subdivision d'un tel pays, comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité s'il est convaincu, à la fois :

- a)** sur la base des renseignements que lui a fournis le créateur enregistré, que les exigences prévues aux paragraphes (2) ou (3), selon le cas, sont remplies;
- b)** que le Canada a conclu avec le pays étranger ou la subdivision un accord qui remplit les exigences prévues au paragraphe (4).

Méthode de quantification générique

(2) Dans le cas de la demande visant, aux termes du paragraphe 38(1), la reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO₂e et l'utilisation de la méthode de quantification générique des réductions des émissions qui est applicable au projet, le projet satisfait aux exigences suivantes :

- a)** les activités ayant pour résultat la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e qui seront menées à l'étranger sont comparables en

to the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions released during the activities carried out over the life cycle of a fossil fuel that is in the liquid state at standard conditions;

(b) the activity specified in the generic emission-reduction quantification method that allows the project to begin to reduce, sequester or use CO₂e emissions was or will be carried out on or after July 1, 2017;

(c) the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions resulting from the project is determined using the generic emission-reduction quantification method;

(d) the specified activities that would have been carried out if not for the implementation of the project and the CO₂e emissions that would have resulted from those activities, as well as the greenhouse gas sources and sinks that have been selected by the applicant to determine those CO₂e emissions,

(i) are functionally equivalent to the project, in terms of the type and level of activity of products provided,

(ii) are in accordance with ISO Standard 14064-2 and with the generic emission-reduction quantification method, and

(iii) do not result in an overestimation of CO₂e emissions resulting from those specified activities that would have been carried out by the applicant; and

(e) the greenhouse gas sources and sinks that have been selected by the applicant and are relevant to the project meet the following conditions:

(i) they are in accordance with ISO Standard 14064-2 and with the generic emission-reduction quantification method, and

(ii) they do not result in an underestimation of CO₂e emissions released during the project.

Specific quantification method

(3) In the case of an application under subsection 38(1) for the recognition of a CO₂e-emission-reduction project and the use of a specific emission-reduction quantification method that is applicable to the project, the project must meet the following criteria:

(a) the activities carried out outside Canada during the project that result in the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions are comparable in effectiveness with projects that are carried out in Canada with respect to the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions released during the activities carried out over the

efficacité avec les projets réalisés au Canada à l'égard de la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e rejetées pendant les activités menées au cours du cycle de vie d'un combustible fossile qui est à l'état liquide dans des conditions normales;

b) l'activité qui est précisée dans la méthode générique de quantification des réductions des émissions et qui permet de commencer à réduire, à séquestrer ou à utiliser les émissions de CO₂e a été ou sera menée le 1^{er} juillet 2017 ou après cette date;

c) la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e qui résultent du projet seront déterminées conformément à la méthode de quantification générique des réductions des émissions;

d) les activités précisées qui seraient menées si le projet n'était pas réalisé et les émissions de CO₂e rejetées lors de ces activités, ainsi que les sources et puits de gaz à effet de serre choisis par le demandeur pour déterminer ces émissions, à la fois :

(i) présentent une équivalence fonctionnelle avec le projet en termes de type et de niveau d'activité des produits fournis,

(ii) sont conformes à la norme ISO 14064-2 et à la méthode de quantification générique des réductions des émissions,

(iii) n'ont pas pour résultat de surestimer les émissions de CO₂e résultant des activités précisées qui auraient été réalisées par le demandeur;

e) les sources et puits de gaz à effet de serre qui sont pertinents pour le projet et qui sont choisis par le demandeur remplissent les conditions suivantes :

(i) ils sont conformes à la norme ISO 14064-2 et à la méthode de quantification générique des réductions des émissions,

(ii) ils n'ont pas pour résultat de sous-estimer les émissions de CO₂e rejetées au cours du projet.

Méthode de quantification spécifique

(3) Dans le cas de la demande visant, aux termes du paragraphe 38(1), la reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO₂e et l'utilisation de la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions qui est applicable au projet, le projet satisfait aux exigences suivantes :

a) les activités ayant pour résultat la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e qui seront menées à l'étranger seront comparables en efficacité avec les projets réalisés au Canada à l'égard de la réduction, la séquestration ou l'utilisation des

life cycle of a fossil fuel that is in the liquid state at standard conditions;

(b) the activity specified in the specific emission-reduction quantification method that allows the project to begin to reduce, sequester or use CO₂e emissions was or will be carried out on or after July 1, 2017, unless the method provides that the activity may be carried out before that date; and

(c) the reduction, sequestration or use of CO₂e emissions resulting from the project is determined using the specific emission-reduction quantification method.

Agreement with foreign country or subdivision

(4) An agreement referred to in paragraph (1)(b) with a foreign country or a subdivision of a foreign country must

(a) specify any generic emission-reduction quantification methods and specific emission-reduction quantification methods that are applicable to projects of specific types that are carried out in the foreign country or subdivision;

(b) recognize that the emission reductions that result from those specific types of projects do not result from current practices that would be carried out in the ordinary course of business;

(c) recognize that the emission reductions that result from those specific types of projects are permanent;

(d) recognize that there are environmental laws that are in force in, and enforceable by, the foreign country or the subdivision that are applicable to those specific types of projects and that are comparable to environmental laws in force in Canada in terms of effectiveness;

(e) recognize that there are laws related to the requirement set out in paragraph (c) that are in force in, and enforceable by, the foreign country or the subdivision and that are comparable to environmental laws in force in Canada in terms of effectiveness;

(f) set out how the foreign country or the subdivision will carry out enforcement activities, including the conduct of inspections, compliance verifications and investigations of suspected violations, and how it will enforce compliance with the laws referred to in paragraphs (d) and (e) in a manner that is equivalent to the level of enforcement in Canada; and

(g) set out how the foreign country or the subdivision will cooperate and share information with Canada to assist in the administration and enforcement of these Regulations.

émissions de CO₂e rejetées pendant les activités menées au cours du cycle de vie d'un combustible fossile qui est à l'état liquide dans des conditions normales;

b) l'activité qui est précisée dans la méthode spécifique de quantification des réductions des émissions et qui permet de commencer à réduire, à séquestrer ou à utiliser les émissions de CO₂e a été ou sera menée le 1^{er} juillet 2017 ou après cette date, sauf si la méthode prévoit que l'activité peut être menée avant cette date;

c) la réduction, la séquestration ou l'utilisation des émissions de CO₂e qui résultent du projet seront déterminées conformément à la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions.

Accord entre le Canada et le pays étranger

(4) L'accord avec le pays étranger ou une subdivision de ce pays mentionné à l'alinéa (1)b) satisfait aux exigences suivantes :

a) il prévoit toute méthode de quantification générique des réductions des émissions et toute méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicables aux projets de types précis réalisés dans le pays étranger ou dans la subdivision;

b) il reconnaît que les réductions des émissions qui résultent de ces types de projets précis ne résultent pas de pratiques courantes qui seraient utilisées dans le cours normal des affaires;

c) il reconnaît que les réductions des émissions qui résultent de ces types de projets précis sont permanentes;

d) il reconnaît qu'il existe des lois en matière d'environnement qui sont en vigueur et exécutoires dans le pays étranger ou la subdivision, qui s'appliquent aux types de projets précis et qui sont comparables, en termes d'efficacité, aux lois environnementales en vigueur au Canada;

e) il reconnaît qu'il existe des lois en lien avec les exigences prévues à l'alinéa c) qui sont en vigueur et exécutoires dans le pays étranger ou la subdivision et qui sont comparables, en termes d'efficacité, aux lois environnementales en vigueur au Canada;

f) il prévoit la façon dont le pays étranger ou la subdivision mène des activités d'application de la loi, notamment des inspections, des vérifications de conformité et des enquêtes sur les infractions, et la façon dont ce pays ou cette subdivision impose le respect des lois visées aux alinéas d) et e) à un niveau équivalent aux mécanismes d'application de la loi au Canada;

g) il prévoit la façon dont le pays étranger ou la subdivision coopérera et échangera des renseignements avec

Unique alphanumeric identifier

(5) The Minister must assign a unique alphanumeric identifier to a CO₂e-emission-reduction project recognized under subsection (1).

End of project

(6) The carrying out of a project that is recognized under subsection (1) ceases to create compliance credits under section 41 on the earlier of

(a) the end of the period referred to in paragraph 31(2)(b) or, if applicable, the end the five-year period referred to in subsection 42(1), and

(b) the day on which Canada no longer has an agreement with the foreign country or subdivision of a foreign country in which the project is carried out.

Application for recognition — change of method

40 (1) If, after the recognition of a CO₂e-emission-reduction project under subsection 39(1) as a project that may create compliance credits using a generic emission-reduction quantification method, but before the end of the period referred to in paragraph 31(2)(b) or, if applicable, the five-year period referred to in subsection 42(1), the Minister establishes a specific emission-reduction quantification method under subsection 32(1) that is applicable to the project and the agreement referred to in paragraph 39(1)(b) is amended to permit the use of that specific emission-reduction quantification method for that type of project, the registered creator may apply to the Minister for the recognition of the project as a project that may create compliance credits when carried out using that specific emission-reduction quantification method.

Contents of application

(2) The application must be signed by the authorized agent of the registered creator and must contain

(a) if the information contained in the original application for recognition of the project under subsection 38(1), other than the information referred to in paragraph 2(d) of Schedule 4, has changed, the updated information;

(b) an indication that the registered creator is applying to use the specific emission-reduction quantification method and the name of that method;

(c) the information referred to in paragraph 2(d) of Schedule 4 in respect of that method; and

le Canada dans le but d'appuyer l'administration et le contrôle d'application du présent règlement.

Identifiant alphanumérique unique

(5) Le ministre assigne un identifiant alphanumérique unique au projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre du paragraphe (1).

Fin du projet

(6) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (1) cesse de donner lieu à la création d'unités de conformité au titre de l'article 41 à la première des dates suivantes :

a) à la date de fin de la période visée à l'alinéa 31(2)b) ou, le cas échéant, de la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1);

b) la date à laquelle le Canada n'a plus d'accord avec le pays étranger ou la subdivision où le projet est réalisé.

Demande de reconnaissance — changement de méthode

40 (1) Si, après la reconnaissance au titre du paragraphe 39(1) d'un projet de réduction des émissions de CO₂e qui utilise la méthode de quantification générique des réductions des émissions comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité, mais avant la fin de la période visée à l'alinéa 31(2)b) ou, le cas échéant, de la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1), le ministre établit au titre du paragraphe 32(1) une méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable au projet et si l'accord visé à l'alinéa 39(1)b) est modifié pour prévoir l'utilisation de cette méthode de quantification spécifique pour ce type de projet, le créateur enregistré peut demander au ministre la reconnaissance du projet comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité par l'utilisation de cette méthode de quantification spécifique.

Contenu de la demande

(2) La demande est signée par l'agent autorisé du créateur enregistré et contient les renseignements suivants :

a) toute modification aux renseignements contenus dans la demande initiale présentée au titre du paragraphe 38(1), autres que ceux prévus à l'alinéa 2d) de l'annexe 4;

b) une mention précisant que le créateur enregistré sollicite l'utilisation de la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions;

c) les renseignements prévus à l'alinéa 2d) de l'annexe 4 pour cette méthode;

(d) if the registered creator prefers that the carrying out of the project may create provisional compliance credits only as of a particular day, an indication of the preferred day, which must be

(i) no later than 18 months after the day on which the application is made, and

(ii) before the end of the period referred to in paragraph 31(2)(b) or, if applicable, the five-year period referred to in subsection 42(1).

Recognition by the Minister

(3) The Minister must recognize the CO₂e-emission-reduction project as a project that may create compliance credits when carried out if the Minister is satisfied, based on the information provided by the registered creator, that the project meets the criteria set out in paragraph 39(1)(b) and subsection 39(3).

Unique alphanumeric identifier

(4) The Minister must assign a unique alphanumeric identifier to a CO₂e-emission-reduction project recognized under subsection (3).

Creation of compliance credits

(5) Subject to subsection 42(4), the period during which the carrying out of the project may create provisional compliance credits begins on the later of the day on which the project is recognized under subsection (3) and the preferred day referred to in paragraph (2)(d) and is determined by the formula

$$S - D$$

where

S is the period referred to in paragraph 32(2)(d) and established in the specific emission-reduction quantification method that is indicated in the agreement referred to in paragraph 39(1)(b) and that is applicable to the project, expressed as a number of days; and

D is the number of days — during the period referred to in paragraph 31(2)(b) — on which the carrying out of the project has created provisional compliance credits using the generic emission-reduction quantification method.

End of project — generic method

(6) The carrying out of a CO₂e-emission-reduction project that is recognized under subsection (3) ceases to create compliance credits under section 39 on the earlier of

(a) the day before the day on which the period determined under subsection (5) begins, and

(b) the day on which Canada no longer has an agreement with the foreign country or subdivision of a foreign country in which the project is carried out.

d) le cas échéant, la date à compter de laquelle le créateur enregistré souhaite que la réalisation du projet donne lieu à la création d'unités de conformité provisoires et qui tombe, à la fois :

(i) au plus tard dix-huit mois après la date de la demande,

(ii) avant la fin de la période visée à l'alinéa 31(2)b) ou, le cas échéant, de la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1).

Reconnaissance par le ministre

(3) Le ministre reconnaît le projet comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité s'il est convaincu, sur la base des renseignements que lui a fournis le créateur enregistré, que les exigences prévues à l'alinéa 39(1)(b) et au paragraphe 39(3) sont remplies.

Identifiant alphanumérique unique

(4) Le ministre assigne un identifiant alphanumérique unique au projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre du paragraphe (3).

Création des unités de conformité

(5) Sous réserve du paragraphe 42(4), la période pendant laquelle la réalisation du projet peut donner lieu à la création d'unités de conformité provisoires commence à la date de reconnaissance du projet au titre du paragraphe (3) ou, si elle est postérieure, à la date visée à l'alinéa (2)d) et sa durée est déterminée selon la formule suivante :

$$S - J$$

où :

S représente la période mentionnée à l'alinéa 32(2)d), qui est prévue par la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions prévue par l'accord visé à l'alinéa 39(1)(b) et applicable au projet, exprimée en nombre de jours;

J le nombre de jours au cours de la période visée à l'alinéa 31(2)b) pendant lesquels la réalisation du projet a donné lieu à la création d'unités de conformité provisoires par l'utilisation de la méthode de quantification générique des réductions des émissions.

Fin du projet — méthode générique

(6) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (3) cesse de donner lieu à la création d'unités de conformité au titre de l'article 39 à la première des dates suivantes :

a) la veille de la date à laquelle commence la période visée au paragraphe (5);

b) la date à laquelle le Canada n'a plus d'accord avec le pays étranger ou la subdivision où le projet est réalisé.

End of project — specific method

(7) The carrying out of a project that is recognized under subsection (3) ceases to create compliance credits under section 41 as of the end of the period determined under subsection (5) or, if applicable, the end of the five-year period referred to in subsection 42(1).

Number of compliance credits — projects in foreign country

41 The number of provisional compliance credits that are created by the carrying out of a CO₂e-emission-reduction project recognized under subsection 39(1) or 40(3) is determined — in accordance with the emission-reduction quantification method that is indicated in the agreement referred to in paragraph 39(1)(b) and that is applicable to the project — based on the proportion of the quantity of crude oil or liquid fossil fuel that is imported into Canada and that has a reduced carbon intensity as a result of the activities carried out for the project.

Extension of period — five years

42 (1) Subject to subsection (3), during the year that precedes the end of the period referred to in paragraph 31(2)(b) or 32(2)(d) or determined under subsection 37(5) or 40(5), as the case may be, a registered creator may apply to the Minister to extend that period for a single period of five years.

Application — contents

(2) The application for extension must be signed by the authorized agent of the registered creator and, if there are any changes in the information provided in the original application for recognition of the CO₂e-emission-reduction project, the application for extension must provide the updated information.

No extension

(3) In the case of a CO₂e-emission-reduction project that was recognized under subsection 35(1) or 39(1) as a project that may create compliance credits when carried out using a generic emission-reduction quantification method, no application for extension may be made if, during the year that precedes the end of the period established under paragraph 31(2)(b), the Minister establishes a specific emission-reduction quantification method under subsection 32(1) that is applicable to the project.

Extension after change of method

(4) If, during the five-year extension period granted by the Minister in respect of a CO₂e-emission-reduction project that was recognized under subsection 35(1) or 39(1) as a project that may create compliance credits when carried out using a generic emission-reduction quantification method, the Minister recognizes the project under subsection 37(3) or 40(3) as a project that may create compliance

Fin du projet — méthode spécifique

(7) La réalisation du projet reconnu au titre du paragraphe (3) cesse de donner lieu à la création d'unités de conformité au titre de l'article 41 à compter de la fin de la période visée au paragraphe (5) ou, le cas échéant, la période de cinq ans prévue au paragraphe 42(1).

Nombre d'unités de conformité — étranger

41 La réalisation du projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre des paragraphes 39(1) ou 40(3) donne lieu à la création du nombre d'unités de conformité provisoires déterminé au prorata de la quantité de combustible fossile liquide ou de pétrole brut dont l'intensité en carbone a été diminuée par la série d'activités réalisées dans le cadre du projet et qui est importée au Canada, conformément à la méthode de quantification des réductions des émissions applicable au projet prévue par l'accord visé à l'alinéa 39(1)b).

Prolongation de la période — cinq ans

42 (1) Sous réserve du paragraphe (3), au cours de l'année qui précède la fin de la période visée aux alinéas 31(2)b) ou 32(2)d) ou aux paragraphes 37(5) ou 40(5), selon le cas, le créateur enregistré peut demander au ministre de prolonger cette période pour une période unique de cinq ans.

Contenu de la demande

(2) La demande de prolongation est signée par l'agent autorisé du créateur enregistré et, en cas de modification aux renseignements contenus dans la demande initiale de reconnaissance du projet de réduction des émissions de CO₂e, elle contient les nouveaux renseignements.

Aucune prolongation

(3) Dans le cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre des paragraphes 35(1) ou 39(1) comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité par l'utilisation d'une méthode générique de quantification des émissions, aucune demande de prolongation ne peut être présentée si, au cours de l'année qui précède la fin de la période de création d'unités de conformité visée à l'alinéa 31(2)b) le ministre établit au titre du paragraphe 32(1) une méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable au projet.

Prolongation après changement de méthode

(4) Si, pendant la période de prolongation de cinq ans accordée par le ministre à l'égard du projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu au titre des paragraphes 35(1) ou 39(1) comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité par l'utilisation d'une méthode de quantification générique des réductions des émissions, le ministre reconnaît le projet au titre des

credits when carried out using a specific emission-reduction quantification method, the period during which the project may create provisional compliance credits begins on the later of the day on which the project is recognized under subsection 37(3) or 40(3) and the preferred day referred to in paragraph 37(2)(d) or 40(2)(d), as the case may be, and is determined by the formula

$$P - D$$

where

- P** is the five-year extension period granted by the Minister, expressed as a number of days; and
- D** is the number of days — during the period **P** — on which the carrying out of the project has created provisional compliance credits using the generic emission-reduction quantification method.

Federal or provincial laws

43 If an activity that is carried out as part of a CO₂e-emission-reduction project ceases to be additional to what is required by the laws of Canada or of a province — other than any laws relating to greenhouse gas emission pricing mechanisms, the reduction of the carbon intensity of fuel or the use of low-carbon-intensity fuel — the number of provisional compliance credits that are created under subsections 35(3), 36(3) and 37(6) and section 41 by the carrying out of the project is reduced in proportion to the reduction of CO₂e emissions that results from that activity.

Failure to comply with record requirements

44 If a registered creator fails to comply with any of the requirements set out in sections 166 and 168 in relation to a CO₂e-emission-reduction project, any compliance credits that are created by carrying out the project during the period of non-conformity with those requirements are not valid and are considered to be excess compliance credits that may be suspended by the Minister under section 158 or cancelled by the Minister under section 160.

Displacement of Fossil Fuel Usage

Land-Use and Biodiversity Criteria for Low-Carbon-Intensity Fuels

Maximum quantity

45 (1) The maximum quantity of a low-carbon-intensity fuel that is produced at a facility by a producer in Canada

paragraphe 37(3) ou 40(3) comme projet dont la réalisation permet la création d'unités de conformité par l'utilisation d'une méthode de quantification spécifique des réductions des émissions, la période pendant laquelle la réalisation du projet peut donner lieu à la création d'unités de conformité provisoires commence à la date de reconnaissance du projet au titre des paragraphes 37(3) ou 40(3) ou, si elle est postérieure, à la date visée aux alinéas 37(2)d) ou 40(2)d) et sa durée est déterminée selon la formule suivante :

$$P - J$$

où :

- P** représente la période de prolongation de cinq ans accordée par le ministre, exprimée en nombre de jours;
- J** le nombre de jours au cours de la période **P** pendant lesquels la réalisation du projet a donné lieu à la création d'unités de conformité provisoires par l'utilisation de la méthode de quantification générique des réductions des émissions.

Textes législatifs fédéraux ou provinciaux

43 Si une des activités du projet de réduction des émissions de CO₂e cesse d'aller plus loin que les exigences des textes législatifs du Canada ou d'une province — autres que ceux relatifs aux systèmes de tarification des émissions de gaz à effet de serre, ceux relatifs à la réduction de l'intensité en carbone des combustibles ou ceux relatifs à l'utilisation de combustibles à faible intensité en carbone —, le nombre d'unités de conformité provisoires visées aux paragraphes 35(3), 36(3) et 37(6) et à l'article 41 qui sont créées par la réalisation du projet est réduit proportionnellement à la réduction des émissions de CO₂e résultant de cette activité.

Non-conformité aux exigences relatives aux renseignements

44 Si le créateur enregistré ne se conforme pas aux exigences des articles 166 et 168 à l'égard d'un projet de réduction des émissions de CO₂e, toute unité de conformité créée par la réalisation du projet pendant la période au cours de laquelle il ne s'y est pas conformé n'est pas valide et est considérée comme étant une unité de conformité excédentaire que le ministre peut suspendre au titre de l'article 158 ou annuler au titre de l'article 160.

Remplacement de l'utilisation de combustibles fossiles

Critères d'utilisation des terres et critères de biodiversité pour les combustibles à faible intensité en carbone

Quantité maximale

45 (1) La quantité maximale d'un combustible à faible intensité en carbone qui est produit à une installation

or foreign supplier during each period referred to in subsection (3) for which compliance credits may be created by the carrying out of a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d) or be created under any of sections 94 to 96, 99, 100 and 104 is determined by the formula

$$Q_{\text{fuel}} \times Q_{\text{eligible}} \div (Q_{\text{eligible}} + Q_{\text{ineligible}})$$

where

- Q_{fuel}** is the quantity of the low-carbon-intensity fuel that is produced at the facility during the period, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable;
- Q_{eligible}** is the quantity of eligible feedstock that meets the requirements set out in section 47 that was used at the facility by the producer in Canada or foreign supplier to produce the low-carbon-intensity fuel during the period, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable; and
- Q_{ineligible}** is the quantity of feedstock, other than eligible feedstock, that was used at the facility by the producer in Canada or foreign supplier to produce the low-carbon-intensity fuel during the period, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable.

Carbon intensity

(2) For the purposes of subsection (1), a low-carbon-intensity fuel is a fuel that

- (a)** has a carbon intensity to which an alphanumeric identifier has been assigned under subsection 85(2); or
- (b)** has the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) or determined in accordance with the emission-reduction quantification method that is applicable to a project described in paragraph 30(d).

Periods

(3) The periods for producing low-carbon-intensity fuels are, for any compliance period that ends after January 1, 2024,

- (a)** the period beginning on the January 1 and ending on the March 31 of the compliance period;
- (b)** the period beginning on the April 1 and ending on the June 30 of the compliance period;

donnée par un producteur au Canada ou par un fournisseur étranger au cours de chaque période prévue au paragraphe (3) pour laquelle des unités de conformité peuvent être créées par la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'alinéa 30d) ou au titre de l'un des articles 94 à 96, 99, 100 et 104 est déterminée selon la formule suivante :

$$Q_{\text{combustible}} \times Q_{\text{admissibles}} \div (Q_{\text{admissibles}} + Q_{\text{non-admissibles}})$$

où :

- Q_{combustible}** représente la quantité du combustible à faible intensité en carbone produit à l'installation pendant la période en cause, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;
- Q_{admissibles}** la quantité de charges d'alimentation admissibles qui satisfait aux exigences de l'article 47 utilisées à l'installation par le producteur au Canada ou par le fournisseur étranger pour produire le combustible à faible intensité en carbone au cours de la période en cause, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;
- Q_{non-admissibles}** la quantité de charges d'alimentation — autre que la quantité de charges d'alimentation admissibles — utilisées à l'installation par le producteur au Canada ou par le fournisseur étranger pour produire le combustible à faible intensité en carbone au cours de la période en cause, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas.

Intensité en carbone

(2) Pour l'application du paragraphe (1), le combustible à faible intensité en carbone est celui qui, selon le cas :

- a)** a une intensité en carbone à laquelle un identifiant alphanumérique a été assigné aux termes du paragraphe 85(2);
- b)** a l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) ou déterminée conformément à la méthode de quantification des réductions des émissions applicable au projet prévu à l'alinéa 30d).

Périodes

(3) Les périodes de production des combustibles à faible intensité en carbone, pour chaque période de conformité qui se termine après le 1^{er} janvier 2024, sont les suivantes :

- a)** la période commençant le 1^{er} janvier de la période de conformité et se terminant le 31 mars suivant;
- b)** la période commençant le 1^{er} avril de la période de conformité et se terminant le 30 juin suivant;

(c) the period beginning on the July 1 and ending on the September 30 of the compliance period; and

(d) the period beginning on the October 1 and ending on the December 31 of the compliance period.

Exclusive use

(4) A person who uses a quantity of low-carbon-intensity fuel produced from an eligible feedstock to create credits in a jurisdiction outside Canada or to comply with a requirement relating to greenhouse gas emissions that is set by a jurisdiction outside Canada must not use that quantity of low-carbon-intensity fuel to create compliance credits by the carrying out of a CO₂e-emission-reduction project referred to in paragraph 30(d) or under any of sections 94 to 96, 99, 100 and 104.

Eligibility requirements

46 (1) Subject to subsection (2) and sections 48 to 55, 57 and 58, the following feedstock is eligible:

- (a)** feedstock that is not derived from biomass;
- (b)** feedstock that is derived from
 - (i)** forest biomass derived from fire prevention and protection activities or from clearing activities that are not related to harvesting, such as infrastructure installation, pest and disease control and road maintenance,
 - (ii)** crop residues or damaged crops,
 - (iii)** secondary forest residues that are by-products of industrial wood-processing operations,
 - (iv)** used or inedible organics from a residential area, retail store, restaurant, caterer or food processing plant,
 - (v)** used fat or used vegetable oil,
 - (vi)** used animal litter,
 - (vii)** animal materials, including manure,
 - (viii)** industrial effluents,
 - (ix)** municipal wastewater, or
 - (x)** used construction or demolition materials; and
- (c)** feedstock that is derived from agricultural or forest biomass but is not derived from a material or source referred to in paragraph (b).

(c) la période commençant le 1^{er} juillet de la période de conformité et se terminant le 30 septembre suivant;

(d) la période commençant le 1^{er} octobre de la période de conformité et se terminant le 31 décembre suivant.

Utilisation exclusive

(4) Toute personne qui utilise une quantité de combustible à faible intensité en carbone produite à partir de charges d'alimentation admissibles pour créer des crédits dans un ressort étranger ou pour satisfaire aux exigences relatives aux émissions de gaz à effet de serre dans un tel ressort ne doit pas utiliser cette quantité pour la création d'unités de conformité par la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'alinéa 30d) ou au titre de l'un des articles 94 à 96, 99, 100 et 104.

Conditions d'admissibilité

46 (1) Sous réserve du paragraphe (2) et des articles 48 à 55, 57 et 58, les charges d'alimentation suivantes sont admissibles :

- a)** celles qui ne proviennent pas de la biomasse;
- b)** celles qui proviennent de l'un des éléments suivants :
 - (i)** la biomasse forestière provenant des activités de protection et de prévention contre les incendies ou provenant des activités de défrichage sans lien avec la récolte, notamment l'installation d'infrastructures, la lutte contre les ravageurs et les maladies ainsi que l'entretien routier,
 - (ii)** les résidus de cultures ou les cultures endommagées,
 - (iii)** les résidus forestiers secondaires qui constituent des sous-produits d'opérations de transformation industrielle du bois,
 - (iv)** les matières organiques usagées ou non comestibles provenant de zones résidentielles, de magasins de vente au détail, de restaurants, de traiteurs ou d'usines de transformation des aliments,
 - (v)** les graisses ou huiles végétales usagées,
 - (vi)** les litières usagées pour animaux,
 - (vii)** les matières animales, notamment le fumier,
 - (viii)** les effluents industriels,
 - (ix)** les eaux usées municipales,
 - (x)** les matériaux de construction ou de démolition usagés;

c) celles qui proviennent de la biomasse agricole ou forestière et ne proviennent pas des matières ou d'une source visées à l'alinéa b).

Intentionally used feedstock

(2) A feedstock that is derived from agricultural or forest biomass and that is intentionally altered in order to meet any of the conditions set out in paragraph (1)(b) is considered not to be an eligible feedstock for the purposes of that paragraph.

Quantity of eligible feedstock

47 (1) The quantity of an eligible feedstock of a particular type that, after December 31, 2023, is removed from the site where it was harvested, mixed, processed, divided or obtained must not be greater than the quantity determined by the formula

$$Q_{\text{inventory}} + Q_{\text{incoming}}$$

where

$Q_{\text{inventory}}$ is the quantity of eligible feedstock of that type that was at the site after the previous time that a quantity of eligible feedstock of that type was removed from the site, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable; and

Q_{incoming} is the quantity of eligible feedstock of that type that was harvested at or brought to the site since the previous time that a quantity of eligible feedstock of that type was removed from the site, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable.

Production of fuel

(2) For each period referred to in subsection 45(3), the total of the quantity of eligible feedstock of a particular type that is used to produce a low-carbon-intensity fuel at a facility and the quantity of eligible feedstock of that type that is at the facility at the end of the period must not be greater than the quantity determined by the formula

$$Q_{\text{inventory}} + Q_{\text{incoming}}$$

where

$Q_{\text{inventory}}$ is the quantity of eligible feedstock of that type that was at the facility at the beginning of the period, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable; and

Q_{incoming} is the quantity of eligible feedstock of that type that was brought to the facility during the period, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable.

Charges d'alimentation délibérément usagées

(2) La charge d'alimentation qui provient de la biomasse agricole ou forestière et qui a été intentionnellement altérée afin de remplir l'une des conditions visées à l'alinéa (1)b) est considérée comme n'étant pas une charge d'alimentation admissible pour l'application de cet alinéa.

Quantité de charges d'alimentation admissibles

47 (1) La quantité de charges d'alimentation admissibles d'un type donné qui, après le 31 décembre 2023, est retirée du lieu où elle a été récoltée, mélangée, traitée, séparée ou obtenue ne doit pas être supérieure au résultat de la formule suivante :

$$Q_{\text{inventaire}} + Q_{\text{entrante}}$$

où :

$Q_{\text{inventaire}}$ représente la quantité de charges d'alimentation admissibles de ce type qui se trouvaient dans le lieu après le dernier retrait d'une quantité de charges d'alimentation admissibles, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;

Q_{entrante} la quantité de charges d'alimentation admissibles de ce type récoltées ou apportées dans le lieu après le dernier retrait d'une quantité de charges d'alimentation admissibles, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas.

Production de combustible

(2) Pour chaque période visée au paragraphe 45(3), la somme de la quantité de charges d'alimentation admissibles d'un type donné qui sont utilisées pour produire des combustibles à faible intensité en carbone à une installation donnée et de la quantité de charges d'alimentation admissibles de ce type qui se trouvent à l'installation à la fin de la période doit être inférieure ou égale au résultat de la formule suivante :

$$Q_{\text{inventaire}} + Q_{\text{entrante}}$$

où :

$Q_{\text{inventaire}}$ représente la quantité de charges d'alimentation admissibles de ce type qui se trouvaient à l'installation au début de la période, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;

Q_{entrante} la quantité de charges d'alimentation admissibles de ce type apportées à l'installation pendant la période, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas.

Wildlife habitat

48 (1) It is not permitted to harvest feedstock referred to in paragraph 46(1)(c) from land located in an area that provides a habitat for any rare, vulnerable or threatened species.

Exception

(2) However, the Minister may, on application from a person who harvests a feedstock referred to in paragraph 46(1)(c) or who produces fuel from that feedstock, authorize the use of a feedstock obtained from rehabilitation or habitat-improvement activities carried out on land located in an area that provides a habitat referred to in subsection (1) if the Minister is satisfied that those activities do not adversely affect that habitat.

Application

(3) The application must

- (a)** describe the activities that the person who harvests the feedstock has carried out or intends to carry out in the area; and
- (b)** demonstrate that the activities will not adversely affect the habitat.

Damaging agents

49 A feedstock referred to in paragraph 46(1)(c) must be harvested and transported in accordance with measures that monitor, prevent and control the introduction, spread and establishment of damaging agents, such as pests, invasive species and disease.

Crops — indirect changes to land use

50 (1) A feedstock referred to in any of subparagraphs 46(1)(b)(ii) to (vi) or paragraph 46(1)(c) that is a crop, crop by-product or crop residue must be produced in a manner that does not create a high risk of an indirect change to land use that adversely affects the environment.

European Commission Delegated Regulation

(2) For the purposes of subsection (1), there is a high risk that the production of a feedstock will cause an indirect change to land use that adversely affects the environment if the value specified for that feedstock in the Annex to the *Commission Delegated Regulation (EU) 2019/807 of 13 March 2019* is greater than

- (a)** 1% in the column entitled “Average annual expansion of production area since 2008 (%)”; and

Habitat faunique

48 (1) La charge d'alimentation visée à l'alinéa 46(1)c) ne doit pas être récoltée sur des terres situées dans une zone qui fournit un habitat à des espèces rares, vulnérables ou menacées.

Exception

(2) Toutefois, le ministre peut, sur demande de la personne qui est responsable de la récolte d'une charge d'alimentation visée à l'alinéa 46(1)c) ou qui produit des combustibles à partir d'une telle charge d'alimentation, autoriser l'utilisation des charges d'alimentation obtenues à partir d'activités visant le rétablissement ou l'amélioration des habitats menées sur des terres situées dans une zone qui fournit l'habitat visé au paragraphe (1), si le ministre est convaincu que ces activités n'ont pas d'effet nocif sur cet habitat.

Demande

(3) La demande contient :

- a)** la description des activités que la personne qui est responsable de la récolte mène ou a l'intention de mener dans la zone visée;
- b)** la démonstration que ces activités n'ont pas d'effet nocif sur l'habitat visé.

Agents nuisibles

49 La charge d'alimentation visée à l'alinéa 46(1)c) est récoltée et transportée conformément à des mesures permettant de surveiller, de prévenir et de contrôler l'introduction, la propagation et l'implantation d'agents nuisibles tels que les ravageurs, les espèces envahissantes et les maladies.

Culture — changements indirects d'utilisation des terres

50 (1) Les charges d'alimentation visées à l'un des sous-alinéas 46(1)b)(ii) à (vi) ou à l'alinéa 46(1)c) qui sont des cultures, des sous-produits de cultures ou des résidus de cultures sont produites d'une façon qui ne présente pas de risque élevé de changements indirects dans l'utilisation des terres ayant des effets nocifs sur l'environnement.

Règlement délégué de la Commission européenne

(2) Pour l'application du paragraphe (1), la production d'une charge d'alimentation présente un risque élevé de changements indirects dans l'utilisation des terres ayant des effets nocifs sur l'environnement si la valeur mentionnée pour cette charge d'alimentation à l'annexe du *Règlement délégué (UE) 2019/807 de la Commission du 13 mars 2019* est supérieure, à la fois :

- a)** à 1 % dans la colonne intitulée « Extension annuelle moyenne de la surface de production depuis 2008 (%) »;

(b) 10% in the column entitled “Share of expansion into land referred to in Article 29(4)(b) and (c) of Directive (EU) 2018/2001”.

Crops — excluded land

51 (1) It is not permitted to harvest feedstock referred to in paragraph 46(1)(c) that is a crop from land that

- (a) has an area greater than 1 ha and was, at any time on or after July 1, 2020,
 - (i) a forest that contains trees that are or are capable of reaching a height of 5 m and provide or are capable of providing a canopy cover of more than 10%,
 - (ii) a wetland that is periodically saturated with water for a period that is long enough to promote biological activity that is adapted to a wet environment, or
 - (iii) a grassland that is dominated by herbaceous or shrub vegetation that has not been cultivated for 10 years or more; or
- (b) was never cultivated before July 1, 2020 and was, at any time on or after that day, in a riparian zone.

Definition of riparian zone

(2) In subsection (1), **riparian zone** means land that is located within 30 m, measured on a slope distance following the topography of the land, of

- (a) the high-water mark of a watercourse that is more than 3 m wide; or
- (b) the shores of a lake or permanent wetland that has an area greater than 5 ha.

Forest-based feedstock

52 The harvesting of any feedstock referred to in paragraph 46(1)(c) that is derived from forest biomass must be carried out in accordance with a forest management plan that meets the following requirements:

- (a) it must be possible for a verification body to evaluate it;
- (b) it must be implemented, monitored and kept up to date, based on monitoring results, to promote adaptive management, by the person who is responsible for harvesting the feedstock; and

b) à 10 % dans la colonne intitulée « Part de l’extension gagnée sur les terres visées à l’art. 29, par. 4, pts b) et c), de la directive (UE) 2018/2001 ».

Cultures — terres exclues

51 (1) Les charges d’alimentation visées à l’alinéa 46(1)c) qui sont des cultures ne doivent pas être récoltées sur les terres suivantes :

- a) la terre d’une superficie supérieure à 1 ha qui, à tout moment à compter du 1^{er} juillet 2020, était, selon le cas :
 - (i) une forêt comptant des arbres qui ont ou peuvent avoir atteint une hauteur de 5 m et dont le couvert arboricole s’étend ou peut s’étendre sur plus de 10 % de cette forêt,
 - (ii) un milieu humide périodiquement saturé d’eau pendant une période suffisamment longue pour favoriser les activités biologiques adaptées à un environnement humide,
 - (iii) une prairie dominée par une végétation herbacée ou arbustive n’ayant pas été récoltée depuis au moins dix ans;

b) la terre qui n’a pas été exploitée avant le 1^{er} juillet 2020 et qui, à tout moment à compter de cette date, était dans une zone riveraine.

Définition de zone riveraine

(2) Pour l’application du paragraphe (1), **zone riveraine** désigne les terres situées à 30 m ou moins — mesurés sur une distance en pente qui suit la topographie du terrain —, selon le cas :

- a) de la ligne des hautes eaux d’un cours d’eau dont la largeur est supérieure à 3 m;
- b) des rives d’un lac ou d’un milieu humide permanent dont la superficie est supérieure à 5 ha.

Charges d’alimentation forestières

52 La récolte des charges d’alimentation visées à l’alinéa 46(1)c) qui proviennent de la biomasse forestière est effectuée en suivant un plan de gestion qui satisfait aux exigences suivantes :

- a) il peut être évalué par un organisme de vérification;
- b) il est mis en œuvre, surveillé et tenu à jour par la personne qui est responsable de la récolte de la charge d’alimentation en fonction des résultats de la surveillance afin de promouvoir une gestion adaptative;

(c) it must specify the practices to be followed to ensure that

(i) the management of the land where the feedstock is harvested is carried out in a manner that promotes timely forest regeneration of that land to its pre-harvesting condition using species of trees that are ecologically suited to the site and drawn, if possible, from native species or local genotypes,

(ii) adverse effects are prevented on naturally regenerated stands containing multi-layered canopies with trees near their maximum longevity as well as standing and fallen dead trees and forest debris at varying stages of decomposition,

(iii) forest management and related activities in the areas where the feedstock is harvested are carried out in a manner that prevents or mitigates adverse effects on the quantity and quality of the soil, on the quantity and quality of surface and ground water resources and on biodiversity, and

(iv) forest management and related activities in the areas where the feedstock is harvested are carried out in a manner that maintains the connectivity of watercourses.

Exemption — approval by EPA

53 (1) The Minister may exempt a feedstock that is a crop from the application of section 51 if

(a) the country from which the feedstock originates is the United States or is a country that is covered by the aggregate compliance approach referred to in section 80.1457 of Subchapter C of Chapter I of Title 40 of the United States *Code of Federal Regulations*; and

(b) the Minister is satisfied that section 80.1457 of Subchapter C of Chapter I of Title 40 of the United States *Code of Federal Regulations* provides a sufficient level of environmental protection with respect to the land on which the feedstock is harvested.

Effective date of exemption

(2) The exemption takes effect, in the case of the United States, on the day on which this section comes into force or, in the case of any other country, on the later of

(a) the day on which the EPA decides that the country is covered by the aggregate compliance approach, and

(b) the day on which this section comes into force.

c) il précise la procédure à suivre pour assurer :

(i) la gestion des terres où est récoltée la charge d'alimentation d'une manière qui favorise la régénération forestière de ces terres en temps opportun et dans l'état précédant la récolte, à l'aide d'espèces d'arbres qui sont écologiquement adaptées au lieu et qui proviennent, si possible, d'espèces indigènes ou de génotypes locaux,

(ii) la prévention des effets nocifs sur les peuplements naturellement régénérés comprenant des canopées multicouches avec des arbres ayant presque atteint leur longévité maximale, des arbres morts sur pied ou tombés et des débris forestiers à différents stades de décomposition,

(iii) la gestion des forêts et l'exercice des activités s'y rapportant dans les zones où la charge d'alimentation est récoltée de manière à prévenir ou à atténuer les effets nocifs sur la quantité et la qualité du sol, sur la qualité et la quantité des ressources en eaux de surface et souterraines et sur la biodiversité,

(iv) la gestion des forêts et l'exercice des activités s'y rapportant dans les zones où la charge d'alimentation est récoltée de manière à maintenir la connectivité des cours d'eau.

Exemption — approbation par l'EPA

53 (1) Le ministre peut exempter de l'application de l'article 51 la charge d'alimentation qui est une culture si, à la fois :

a) le pays d'origine de la charge d'alimentation est les États-Unis ou est couvert par l'approche de conformité globale visée à l'article 80.1457, section de chapitre C, chapitre I, titre 40, du *Code of Federal Regulations* des États-Unis;

b) le ministre est convaincu que l'article 80.1457, section de chapitre C, chapitre I, titre 40 du *Code of Federal Regulations* des États-Unis fournit un niveau de protection environnementale suffisant à l'égard des terres sur lesquelles la charge d'alimentation est récoltée.

Prise d'effet de l'exemption

(2) L'exemption prend effet, pour les États-Unis, à la date d'entrée en vigueur du présent article ou, pour tout autre pays, à celle des dates ci-après qui est postérieure à l'autre :

a) la date à laquelle l'EPA décide que le pays est couvert par l'approche de conformité globale;

b) la date d'entrée en vigueur du présent article.

Period of validity

(3) The exemption ceases to be valid on the earlier of

(a) in the case of the United States, the day on which the EPA publishes a finding that the 2007 baseline amount of agricultural land in the United States has been exceeded or, in the case of any other country, the day on which the EPA withdraws its approval for that country to be covered by the aggregate compliance approach, and

(b) the day on which the Minister determines that, following the granting of the exemption, amendments have been made to section 80.1457 of Subchapter C of Chapter I of Title 40 of the United States *Code of Federal Regulations* and, taking into account those amendments, the Minister is no longer satisfied that there is a sufficient level of environmental protection with respect to the land on which the feedstock is harvested.

Exemption — no net expansion

54 (1) The Minister may, on application from the national level of government of a country, exempt a feedstock that is a crop from the application of section 51 if the Minister is satisfied that the country from which the feedstock originates has not, since July 1, 2020, undergone a net expansion of agricultural land, taking into account the following factors:

(a) any net expansion since July 1, 2020 to the national borders within which agricultural land is measured;

(b) the total amount of land within those national borders that was agricultural land on July 1, 2020;

(c) data from the preceding year on the harvesting of land, including satellite data, aerial photography, census data and agricultural survey data;

(d) data on the use of land to harvest crops between July 1, 2020 and the beginning of the preceding year, including satellite data, aerial photography, census data and agricultural survey data;

(e) any factors that have had or may have an effect on the use of agricultural land within those national borders, including agricultural practices, economic considerations and the content, efficacy and enforcement of applicable laws;

(f) the method of identifying which entity will gather and analyze data and submit it to the Minister, as well as the reliability and credibility of that entity;

(g) evidence with respect to whether the data and methods used to evaluate the net expansion of agricultural land are reliable and transparent;

(h) any comments from the public that the Minister receives; and

Période de validité

(3) L'exemption cesse d'être valide à la première des dates suivantes :

a) pour les États-Unis, la date de publication par l'EPA d'une décision constatant que le nombre de terres agricoles aux États-Unis dépasse celui pour l'année de référence 2007 ou, pour tout autre pays, la date à laquelle l'EPA retire son approbation de l'approche de conformité globale pour le pays;

b) la date à laquelle le ministre juge que l'article 80.1457, section de chapitre C, chapitre I, titre 40 de ce code a été modifié depuis que l'exemption a été accordée et, compte tenu de ces modifications, n'est plus convaincu qu'un niveau de protection environnementale suffisant est fourni à l'égard des terres sur lesquelles la charge d'alimentation est récoltée.

Exemption — absence d'expansion nette

54 (1) Sur demande d'un palier gouvernemental national d'un pays, le ministre peut exempter de l'application de l'article 51 la charge d'alimentation qui est une culture, s'il est convaincu que le pays d'origine de la charge d'alimentation n'a pas connu d'expansion nette des terres agricoles depuis le 1^{er} juillet 2020, compte tenu des éléments suivants :

a) l'absence, depuis le 1^{er} juillet 2020, d'expansion nette des frontières du pays à l'intérieur desquelles les terres agricoles sont mesurées;

b) la quantité de terres, à l'intérieur de ces frontières, qui étaient des terres agricoles au 1^{er} juillet 2020;

c) les données de l'année précédente sur la récolte des terres, y compris les données satellitaires, les photographies aériennes, les données de recensement et les données d'enquêtes agricoles;

d) les données sur l'utilisation des terres pour la récolte entre le 1^{er} juillet 2020 et le début de l'année précédente, y compris les données satellitaires, les photographies aériennes, les données de recensement et les données d'enquêtes agricoles;

e) les facteurs qui ont eu ou qui peuvent avoir une incidence sur l'utilisation des terres agricoles à l'intérieur des frontières visées à l'alinéa a), notamment les pratiques agricoles, les considérations économiques ainsi que le contenu, l'efficacité et la mise en application de la législation applicable;

f) la méthode de désignation de l'entité qui recueillera et analysera les données et les transmettra au ministre, ainsi que la fiabilité et la crédibilité de cette entité;

g) les éléments de preuve établissant si les données et les méthodes utilisées pour évaluer l'expansion nette des terres agricoles sont fiables et transparentes;

(i) any information that is necessary to determine whether the country from which the feedstock originates has, since July 1, 2020, undergone a net expansion of agricultural land.

Conditions

(2) The exemption must not be granted by the Minister unless

(a) the national level of government of the country from which the feedstock originates has provided to the Minister, in English or French, information in respect of the factors referred to in paragraphs (1)(a) to (g) and (i);

(b) the national level of government of the country from which the feedstock originates has provided to the Minister a letter, in English or French, that is signed by an individual with a role comparable to a Minister who is responsible for the part of the government with primary expertise in agricultural land-use patterns and agricultural practices, data and statistics and, in the letter, the individual confirms that

(i) all supporting data for the factors referred to in paragraphs (1)(a) to (g) and (i) have been reviewed by that part of the government, and

(ii) the data supports the conclusion that the country from which the feedstock originates has not, since July 1, 2020, undergone a net expansion of agricultural land; and

(c) information in respect of the factors referred to in paragraphs (1)(a) to (g) and (i) has been published on the Department of the Environment's website and the public has been given an opportunity to submit comments with respect to that information and the proposed exemption for a period of at least 60 days.

Period of validity

(3) The exemption takes effect on the day on which it is granted and ceases to be valid one year after that day, unless the Minister grants a subsequent exemption under subsection (1).

Publication

(4) The Minister must publish on the Department of the Environment's website, for each exemption that is granted under subsection (1) with respect to a feedstock, a notice of the exemption that sets out the name of the country from which the feedstock originates and the date on which the exemption takes effect.

h) tout commentaire reçu du public par le ministre;

i) tout autre renseignement nécessaire pour décider si le pays d'origine de la charge d'alimentation a, depuis le 1^{er} juillet 2020, connu une expansion nette des terres agricoles.

Conditions

(2) L'exemption ne peut être accordée par le ministre au titre du paragraphe (1) que si les conditions suivantes sont remplies :

a) le palier gouvernemental national du pays d'origine de la charge d'alimentation a fourni au ministre les renseignements prévus aux alinéas (1)a) à g) et i) en français ou en anglais;

b) le palier gouvernemental national du pays d'origine de la charge d'alimentation a fourni au ministre une lettre, en français ou en anglais, signée par un individu dont le rôle est comparable à celui d'un ministre responsable du secteur gouvernemental ayant comme principal domaine d'expertise les modèles d'utilisation des terres agricoles ainsi que les pratiques, données et statistiques agricoles qui confirme, à la fois :

(i) que les données à l'appui des éléments prévus aux alinéas (1)a) à g) et i) ont été revues par ce secteur gouvernemental,

(ii) que ces données appuient la conclusion que le pays n'a pas, depuis le 1^{er} juillet 2020, connu d'expansion nette des terres agricoles;

c) les éléments prévus aux alinéas (1)a) à g) et i) ont été publiés sur le site Web du ministère de l'Environnement et le public a eu l'occasion de fournir des commentaires à leur égard et à l'égard du projet d'exemption pendant une période d'au moins soixante jours.

Période de validité

(3) L'exemption prend effet à la date à laquelle elle est accordée et cesse d'être valide un an après cette date, sauf si le ministre accorde une nouvelle exemption au titre du paragraphe (1).

Publication

(4) Le ministre publie sur le site Web du ministère de l'Environnement un avis de chaque exemption accordée à une charge d'alimentation au titre du paragraphe (1) qui précise le nom du pays d'origine de la charge d'alimentation et la date de prise d'effet de l'exemption.

Exemption — other laws

55 (1) The Minister may, on application from a national or subnational level of government of a country, exempt a feedstock that originates from that country from the application of subsection 48(1), section 49 or subparagraph 52(c)(i), (ii), (iii) or (iv) if the Minister is satisfied that the feedstock is

(a) in the case of subsection 48(1), subject to laws that effectively prohibit the harvesting of the feedstock in any area that provides a habitat for any rare, vulnerable or threatened species;

(b) in the case of section 49, subject to laws that effectively require it to be harvested and transported in accordance with measures to monitor, prevent and control the introduction, spread and establishment of damaging agents, such as pests, invasive species and disease;

(c) in the case of subparagraph 52(c)(i), subject to laws that

(i) effectively promote timely forest regeneration of the land where the feedstock is harvested to its pre-harvesting condition using species of trees that are ecologically suited to the site and drawn, if possible, from native species or local genotypes, and

(ii) include enforcement requirements for forest regeneration on the land where the feedstock is harvested;

(d) in the case of subparagraph 52(c)(ii), subject to laws that

(i) effectively prevent adverse effects on naturally regenerating stands containing multi-layered canopies with trees near their maximum longevity as well as standing and fallen dead trees and forest debris at varying stages of decomposition, and

(ii) include enforcement requirements for the purpose of protecting stands described in subparagraph 52(c)(ii);

(e) in the case of subparagraph 52(c)(iii) as it relates to soil, subject to laws that

(i) effectively require that forest management and related activities be carried out on the land where the feedstock is harvested in a manner that prevents adverse effects on the quantity and quality of the soil and mitigates any adverse effects that do occur, and

(ii) include enforcement requirements for the purpose of preventing adverse effects on the quantity and quality of the soil;

Exemption — autres textes législatifs

55 (1) Sur demande d'un palier gouvernemental national ou infranational d'un pays, le ministre peut exempter une charge d'alimentation provenant de ce pays de l'application du paragraphe 48(1), de l'article 49 ou des sous-alinéas 52c)(i), (ii), (iii) ou (iv) s'il est convaincu que la charge d'alimentation satisfait aux exigences suivantes :

a) dans le cas de l'application du paragraphe 48(1), elle est assujettie à des textes législatifs qui interdisent effectivement la récolte de ces charges d'alimentation dans toute zone fournissant un habitat aux espèces rares, vulnérables ou menacées;

b) dans le cas de l'application de l'article 49, la charge d'alimentation est assujettie à des textes législatifs qui exigent effectivement qu'elle soit récoltée et transportée conformément à des mesures permettant de surveiller, de prévenir et de contrôler l'introduction, la propagation et l'implantation d'agents nuisibles, tels que les ravageurs, les espèces envahissantes et les maladies;

c) dans le cas de l'application du sous-alinéa 52c)(i), la charge d'alimentation est assujettie à des textes législatifs qui :

(i) favorisent effectivement la régénération forestière des terres où est récoltée la charge d'alimentation en temps opportun et dans l'état précédant la récolte avec des espèces d'arbres qui sont écologiquement adaptées au lieu et qui proviennent, si possible, d'espèces indigènes ou de génotypes locaux,

(ii) comprennent des exigences de mise en application à l'égard de la régénération de la terre où est récoltée la charge d'alimentation;

d) dans le cas de l'application du sous-alinéa 52c)(ii), la charge d'alimentation est assujettie à des textes législatifs qui :

(i) préviennent effectivement les effets nocifs sur les peuplements naturellement régénérés comprenant des canopées multicouches avec des arbres ayant presque atteint leur longévité maximale, des arbres morts sur pied ou tombés et des débris forestiers à différents stades de décomposition,

(ii) comprennent des exigences de mise en application en vue de la protection des peuplements mentionnés au sous-alinéa 52c)(ii);

e) dans le cas de l'application du sous-alinéa 52c)(iii) à l'égard des sols, la charge d'alimentation est assujettie à des textes législatifs qui :

(i) exigent effectivement la gestion forestière des terres où est récoltée la charge d'alimentation et

(f) in the case of subparagraph 52(c)(iii) as it relates to surface and ground water resources, subject to laws that

(i) effectively require that forest management and related activities be carried out on the land where the feedstock is harvested in a manner that prevents adverse effects on the quantity and quality of surface and ground water resources and mitigates any adverse effects that do occur, and

(ii) include enforcement requirements for the purpose of preventing adverse effects on the quantity and quality of surface and ground water resources;

(g) in the case of subparagraph 52(c)(iii) as it relates to biodiversity, subject to laws that

(i) effectively require that forest management and related activities be carried out on the land where the feedstock is harvested in a manner that prevents adverse effects on biodiversity and mitigates any adverse effects that do occur, and

(ii) include enforcement requirements for the purpose of preventing adverse effects on biodiversity; and

(h) in the case of subparagraph 52(c)(iv), subject to laws that

(i) effectively require that forest management and related activities be carried out on the land where the feedstock is harvested in a manner that maintains the connectivity of watercourses, and

(ii) include enforcement requirements for the purpose of maintaining the connectivity of watercourses.

Language of documents

(2) Any information or document that is relevant to the Minister's decision regarding whether to exempt a feedstock under subsection (1) must be provided to the Minister in English or French.

l'exercice des activités s'y rapportant de manière à prévenir les effets nocifs sur la quantité et la qualité du sol et à atténuer les effets nocifs qui se produisent,

(ii) comprennent des exigences de mise en application en vue de prévenir les effets nocifs sur la quantité et la qualité du sol;

f) dans le cas de l'application du sous-alinéa 52c)(iii) à l'égard des ressources en eaux de surface et souterraines, la charge d'alimentation est assujettie à des textes législatifs qui :

(i) exigent effectivement la gestion forestière des terres où est récoltée la charge d'alimentation et l'exercice des activités s'y rapportant de manière à prévenir les effets nocifs sur la quantité et la qualité des ressources en eaux de surface et souterraines et à atténuer les effets nocifs qui se produisent,

(ii) comprennent des exigences de mise en application en vue de prévenir les effets nocifs sur la quantité et la qualité des ressources en eaux de surface et souterraines;

g) dans le cas de l'application du sous-alinéa 52c)(iii) à l'égard de la biodiversité, la charge d'alimentation est assujettie à des textes législatifs qui :

(i) exigent effectivement la gestion forestière des terres où est récoltée la charge d'alimentation et l'exercice des activités s'y rapportant de manière à prévenir les effets nocifs sur la biodiversité et à atténuer les effets nocifs qui se produisent,

(ii) comprennent des exigences de mise en application en vue de prévenir les effets nocifs sur la biodiversité;

h) dans le cas de l'application du sous-alinéa 52c)(iv), la charge d'alimentation est assujettie à des textes législatifs qui :

(i) exigent effectivement la gestion forestière des terres où est récoltée la charge d'alimentation et l'exercice des activités s'y rapportant de manière à maintenir la connectivité des cours d'eau,

(ii) comprennent des exigences de mise en application en vue de maintenir la connectivité des cours d'eau.

Langue des documents

(2) Tout renseignement ou document pertinent dans le cadre de la décision du ministre d'accorder ou non l'exemption est fourni à celui-ci en français ou en anglais.

Period of validity

(3) An exemption granted under subsection (1) ceases to be valid on the day of

(a) the day that is seven years after the day on which the exemption is granted by the Minister, and

(b) the day on which the Minister determines that, following the granting of the exemption, amendments have been made to the laws applicable to the exempted feedstock and, taking into account such amendments, the Minister is no longer satisfied that the laws meet the conditions referred to in subsection (1).

Publication

(4) The Minister must publish on the Department of the Environment's website, for each exemption that is granted under subsection (1) with respect to a feedstock, a notice of the exemption that sets out the title of the laws to which the feedstock is subject and the date on which the exemption takes effect.

Low-carbon-intensity fuel

56 A person must not use a quantity of low-carbon-intensity fuel to create compliance credits by carrying out a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d) or to create compliance credits under any of sections 94 to 96, 99, 100 and 104, unless

(a) the fuel is produced from a quantity of an eligible feedstock that is referred to in paragraph 46(1)(a) and the conditions set out in subsection 57(1) are met in respect of the feedstock; or

(b) the fuel is produced from a quantity of an eligible feedstock that is referred to in paragraph 46(1)(b) or (c), the conditions set out in subsection 57(2) are met in respect of the feedstock and the registered creator who produced the fuel or the foreign supplier ensures that, for each period referred to in subsection 45(3), the quantity of the eligible feedstock that is used at each of their facilities to produce the fuel is less than or equal to the quantity determined by the formula set out in subsection 47(2).

Producer or importer — paragraph 46(1)(a)

57 (1) A feedstock referred to in paragraph 46(1)(a) is not eligible unless

(a) the registered creator ensures that any person who produces a low-carbon-intensity fuel using the feedstock retains the following records:

(i) delivery records, contracts and invoices with respect to each quantity of the feedstock that is brought to any of their facilities,

Période de validité

(3) L'exemption accordée au titre du paragraphe (1) cesse d'être valide à la première des dates suivantes :

a) la date qui tombe sept ans après la date à laquelle l'exemption est accordée par le ministre;

b) la date à laquelle le ministre juge que, depuis que l'exemption a été accordée, le texte législatif applicable à la charge d'alimentation exemptée a été modifié et n'est plus, compte tenu de ces modifications, convaincu que ce texte législatif satisfait aux exigences du paragraphe (1).

Publication

(4) Le ministre publie sur le site Web du ministère de l'Environnement un avis de chaque exemption accordée à une charge d'alimentation au titre du paragraphe (1) qui précise le titre du texte législatif à laquelle la charge d'alimentation est assujettie et la date de prise d'effet de l'exemption.

Combustibles à faible intensité en carbone

56 Aucune unité de conformité n'est créée au moyen d'une quantité de combustibles à faible intensité en carbone par la réalisation d'un projet de réduction des émissions CO₂e visé à l'alinéa 30d) ou au titre des articles 94 à 96, 99, 100 et 104, sauf si, selon le cas :

a) la quantité de combustibles à faible intensité en carbone est produite à partir d'une quantité de charges d'alimentation admissibles visées à l'alinéa 46(1)a) et les conditions prévues au paragraphe 57(1) sont remplies à l'égard de la charge d'alimentation;

b) la quantité de combustibles à faible intensité en carbone est produite à partir d'une quantité de charges d'alimentation admissibles visées aux alinéas 46(1)b) ou c), les conditions prévues au paragraphe 57(2) sont remplies à l'égard de la charge d'alimentation et le créateur enregistré qui produit les combustibles ou le fournisseur étranger veille à ce que, pour chaque période prévue au paragraphe 45(3), la quantité de charges d'alimentation admissibles utilisée à chacune de ses installations pour produire les combustibles soit inférieure ou égale au résultat de la formule prévue au paragraphe 47(2).

Producteurs ou importateurs — alinéa 46(1)a)

57 (1) La charge d'alimentation visée à l'alinéa 46(1)a) n'est admissible que si les conditions suivantes sont remplies :

a) le créateur enregistré veille à ce que la personne qui produit des combustibles à faible intensité en carbone à partir de cette charge d'alimentation conserve dans ses dossiers :

(i) les relevés de livraison, les contrats et les factures relatifs à chaque quantité de cette charge d'alimentation qui est apportée à l'une de ses installations,

(ii) sales records for all low-carbon-intensity fuel, other than co-processed low-carbon-intensity fuel, that was produced using all or any portion of a quantity of the feedstock, and

(iii) records for all co-processed low-carbon-intensity fuel that demonstrate that it was produced using all or any portion of a quantity of eligible feedstock; and

(b) the registered creator who imports into Canada a quantity of a low-carbon-intensity fuel produced using the feedstock retains the following records with respect to the quantity of low-carbon-intensity fuel:

(i) delivery records, contracts and invoices, and

(ii) sales records.

Eligibility — paragraph 46(1)(b) or (c)

(2) A feedstock referred to in paragraph 46(1)(b) or (c) is not eligible unless

(a) declarations are made by the following persons in accordance with any of subsections 58(1) to (4) at least once every year:

(i) every person who possesses all or any portion of a quantity of the feedstock when it is mixed with another quantity of any feedstock,

(ii) every person who possesses all or any portion of a quantity of the feedstock when it is processed,

(iii) every person who possesses all or any portion of a quantity of the feedstock when it is divided into multiple portions,

(iv) the person who is responsible for obtaining all or any portion of a quantity of the feedstock from its first point of use or disposal, in the case of a feedstock referred to in paragraph 46(1)(b), and

(v) the person who is responsible for harvesting all or any portion of a quantity of the feedstock, in the case of a feedstock referred to in paragraph 46(1)(c);

(b) the registered creator or foreign supplier ensures that any person who harvests, mixes, processes, divides or obtains all or any portion of a quantity of the feedstock retains

(i) the declaration that they made under paragraph (a),

(ii) les documents relatifs aux ventes de tous les combustibles à faible intensité en carbone, autres que les combustibles cotraités à faible intensité en carbone, produits à partir de tout ou partie d'une quantité de cette charge d'alimentation,

(iii) les documents relatifs à tous les combustibles cotraités à faible intensité en carbone démontrant que ceux-ci ont été produits à partir de tout ou partie d'une quantité de charge d'alimentation admissible;

b) le créateur enregistré qui importe au Canada une quantité de combustibles à faible intensité en carbone produits à partir de cette charge d'alimentation conserve dans ses dossiers :

(i) les relevés de livraison, les contrats et les factures relatifs à cette quantité de combustibles à faible intensité en carbone,

(ii) les documents relatifs aux ventes de cette quantité de combustibles à faible intensité en carbone.

Admissibilité — alinéas 46(1)(b) ou c)

(2) Les charges d'alimentation visées aux alinéas 46(1)(b) ou c) ne sont admissibles que si :

a) les personnes ci-après effectuent des déclarations conformément aux paragraphes 58(1) à (4) au moins une fois par année :

(i) la personne possédant tout ou partie d'une quantité des charges d'alimentation lorsque celle-ci est mélangée à une autre quantité de charges d'alimentation,

(ii) la personne possédant tout ou partie d'une quantité des charges d'alimentation lorsque celle-ci est traitée,

(iii) la personne possédant tout ou partie d'une quantité des charges d'alimentation lorsque celle-ci est séparée en plusieurs parties,

(iv) la personne qui est responsable de l'obtention de tout ou partie d'une quantité des charges d'alimentation depuis le premier point d'utilisation ou de rejet, dans le cas des charges d'alimentation visées à l'alinéa 46(1)(b),

(v) la personne responsable de la récolte de tout ou partie d'une quantité de ces charges d'alimentation, dans le cas des charges d'alimentation qui sont visées à l'alinéa 46(1)(c);

b) le créateur enregistré ou le fournisseur étranger veille à ce que toute personne qui récolte, mélange,

(ii) a copy of the declaration made under paragraph (a), if any, by the person who possessed that quantity immediately before they did, and

(iii) records that establish the quantity of the feedstock that enters and is removed from the site where it is harvested, mixed, processed, divided or obtained;

(c) the registered creator or foreign supplier retains records in accordance with subsection 59(1);

(d) the registered creator who imports into Canada a low-carbon-intensity fuel that was produced using the feedstock retains records in accordance with subsection 59(2); and

(e) the registered creator or foreign supplier has a methodology in place to determine whether, each time a quantity of the feedstock is removed from the site where it is harvested, mixed, processed, divided or obtained, the quantity that is removed from the site is less than or equal to the quantity determined by the formula set out in subsection 47(1).

Declaration by harvester

58 (1) A declaration made by a person referred to in subparagraph 57(2)(a)(v) must contain the following information:

(a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;

(b) if an authorized agent is making the declaration on behalf of the person, the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the authorized agent;

(c) the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the site where the feedstock that is the subject of the declaration was harvested;

(d) an indication of whether any part of that site is on land referred to in subsection 48(1) and, if so, confirmation that they have a record of the Minister's authorization under subsection 48(2);

(e) if the feedstock is sold, the name and civic and postal address of the person to whom it is sold;

(f) the type of the feedstock;

(g) the quantity of the feedstock that is sold, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable;

(h) a confirmation that the requirements set out in section 48 are met with respect to the feedstock or that the

traite, sépare ou obtient tout ou partie d'une quantité de ces charges d'alimentation conserve :

(i) la déclaration qu'elle a faite conformément à l'alinéa a),

(ii) le cas échéant, une copie de la déclaration effectuée conformément à l'alinéa a) par la personne qui possédait cette quantité immédiatement avant elle,

(iii) les dossiers établissant la quantité de ces charges d'alimentation qui sont amenées au lieu où elles sont récoltées, mélangées, traitées, séparées ou obtenues et en sont retirées;

c) le créateur enregistré ou le fournisseur étranger conserve les dossiers prévus au paragraphe 59(1);

d) le créateur enregistré qui importe des combustibles à faible intensité en carbone au Canada conserve les dossiers prévus au paragraphe 59(2);

e) le créateur enregistré ou le fournisseur étranger s'appuie sur une méthode pour établir si la quantité de charges d'alimentation qui sont retirées du lieu où elles ont été récoltées, mélangées, traitées, séparées ou obtenues est inférieure ou égale au résultat de la formule prévue au paragraphe 47(1).

Déclaration du récoltant

58 (1) La déclaration de la personne visée au sous-alinéa 57(2)a)(v) contient les éléments suivants :

a) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de la personne;

b) dans le cas où un agent autorisé fait la déclaration au nom de la personne, les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de cet agent autorisé;

c) les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale du lieu où est effectuée la récolte de la charge d'alimentation visée par la déclaration;

d) une mention précisant si ce lieu est situé en tout ou partie sur des terres visées au paragraphe 48(1) et, le cas échéant, la confirmation que la personne détient un dossier de l'autorisation du ministre prévue au paragraphe 48(2);

e) si la charge d'alimentation est vendue, les nom et adresses municipale et postale de l'acheteur;

f) le type de charges d'alimentation en cause;

g) la quantité vendue de charges d'alimentation, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;

feedstock is the subject of an exemption granted under paragraph 55(1)(a);

(i) a confirmation that the requirements set out in section 49 are met with respect to the feedstock or that feedstock is the subject of an exemption granted under paragraph 55(1)(b);

(j) if the feedstock is a crop, a confirmation that it was not harvested on land described in section 51 or is the subject of an exemption granted under subsection 53(1) or 54(1);

(k) if the feedstock is derived from forest biomass, a confirmation that

(i) it was harvested in accordance with the requirements set out in paragraph 52(c)(i) or is the subject of an exemption granted under paragraph 55(1)(c),

(ii) it was harvested in accordance with the requirements set out in subparagraph 52(c)(ii) or is the subject of an exemption granted under paragraph 55(1)(d),

(iii) it was harvested in accordance with the requirements set out in subparagraph 52(c)(iii) as it relates to soil or is the subject of an exemption granted under paragraph 55(1)(e),

(iv) it was harvested in accordance with the requirements set out in subparagraph 52(c)(iii) as it relates to surface and ground water resources or is the subject of an exemption granted under paragraph 55(1)(f),

(v) it was harvested in accordance with the requirements set out in subparagraph 52(c)(iii) as it relates to biodiversity or is the subject of an exemption granted under paragraph 55(1)(g), and

(vi) it was harvested in accordance with the requirements set out in subparagraph 52(c)(iv) or is the subject of an exemption granted under paragraph 55(1)(h);

(l) if the feedstock is a crop, a confirmation that it meets the requirements set out in section 50;

(m) the unique identifier for the declaration that they use for their internal accounting purposes;

(n) the date on which the declaration is made; and

(o) the signature of the person or their authorized agent.

h) une mention confirmant que la charge d'alimentation est conforme aux exigences de l'article 48 ou fait l'objet d'une exemption au titre de l'alinéa 55(1)a);

i) une mention confirmant que la charge d'alimentation est conforme aux exigences de l'article 49 ou fait l'objet d'une exemption au titre de l'alinéa 55(1)b);

j) s'agissant de la charge d'alimentation qui constitue des cultures, une mention confirmant qu'elle n'a pas été récoltée sur les terres visées à l'article 51 ou fait l'objet d'une exemption au titre des paragraphes 53(1) ou 54(1);

k) s'agissant de la charge d'alimentation qui provient de la biomasse forestière :

(i) une mention confirmant qu'elle a été récoltée conformément aux exigences du sous-alinéa 52c)(i) ou fait l'objet d'une exemption au titre de l'alinéa 55(1)c),

(ii) une mention confirmant qu'elle a été récoltée conformément aux exigences du sous-alinéa 52c)(ii) ou fait l'objet d'une exemption au titre de l'alinéa 55(1)d),

(iii) une mention confirmant qu'elle a été récoltée conformément aux exigences du sous-alinéa 52c)(iii) à l'égard des sols ou fait l'objet d'une exemption au titre de l'alinéa 55(1)e),

(iv) une mention confirmant qu'elle a été récoltée conformément aux exigences du sous-alinéa 52c)(iii) à l'égard des ressources en eaux de surface et souterraines ou fait l'objet d'une exemption au titre de l'alinéa 55(1)f),

(v) une mention confirmant qu'elle a été récoltée conformément aux exigences du sous-alinéa 52c)(iii) à l'égard de la biodiversité ou fait l'objet d'une exemption au titre de l'alinéa 55(1)g),

(vi) une mention confirmant qu'elle a été récoltée conformément aux exigences de l'alinéa 52c)(iv) ou fait l'objet d'une exemption au titre de l'alinéa 55(1)h);

l) s'agissant de la charge d'alimentation qui constitue des cultures, une mention confirmant qu'elle est conforme aux exigences de l'article 50;

m) l'identifiant unique de la déclaration utilisé dans la comptabilité interne de la personne;

n) la date de la déclaration;

o) la signature de la personne ou de son agent autorisé.

Certification

(2) If a feedstock referred to in paragraph 46(1)(c) is certified by a certification body in accordance with section 61, the declaration must be accompanied by a copy of the certificate and contain

- (a)** an indication of the requirements set out in sections 48 to 52 that the certified feedstock meets;
- (b)** the name of the certification scheme under which it was certified;
- (c)** the name of the certification body that certified the feedstock; and
- (d)** the day referred to in paragraph 70(2)(c) or (d) on which the certificate is expected to cease to be valid.

Declaration – foreign supplier

(3) A declaration made by a foreign supplier must contain the following information:

- (a)** the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the foreign supplier;
- (b)** if an authorized agent is making the declaration on behalf of the foreign supplier, the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the authorized agent;
- (c)** the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the site where the mixing, processing or division, as the case may be, of the quantity of the feedstock was carried out or of the site where the quantity was obtained;
- (d)** the type of the feedstock that is used;
- (e)** the quantity of the feedstock that is used at the site referred to in paragraph (c) by the person mixing, processing, dividing or obtaining feedstock to produce low-carbon-intensity fuel, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable;
- (f)** a confirmation that the requirements set out in subsection 47(2) were met with respect to any portion of the quantity of feedstock that was used to produce low-carbon-intensity fuel and that the foreign supplier has retained evidence of the compliance at the site where the low-carbon-intensity fuel was produced;
- (g)** a confirmation that the requirements set out in sections 48 to 52 are met with respect to the feedstock except if it is exempted under any of sections 53 to 55;
- (h)** the total quantity of low-carbon-intensity fuel that the foreign supplier produced outside Canada and that they sold for import into Canada;

Charge d'alimentation certifiée

(2) Si la charge d'alimentation visée à l'alinéa 46(1)c) est certifiée par un organisme de certification conformément à l'article 61, la déclaration est accompagnée de la copie du certificat et contient les éléments suivants :

- a)** l'indication des exigences prévues aux articles 48 à 52 auxquelles la charge d'alimentation certifiée est conforme;
- b)** le nom du régime de certification en vertu duquel elle a été certifiée;
- c)** le nom de l'organisme de certification qui l'a certifiée;
- d)** la date visée aux alinéas 70(2)c) ou d) à laquelle la certification doit cesser d'être valide.

Déclaration du fournisseur étranger

(3) La déclaration du fournisseur étranger contient les éléments suivants :

- a)** les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique du fournisseur étranger;
- b)** dans le cas où un agent autorisé fait la déclaration au nom du fournisseur étranger ou de la personne, les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de cet agent autorisé;
- c)** les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale du lieu où est effectué le mélange, le traitement ou la séparation, selon le cas, de la quantité de charges d'alimentation, ou du lieu où cette quantité a été obtenue;
- d)** le type de charge d'alimentation utilisée;
- e)** la quantité de la charge d'alimentation utilisée au lieu visé à l'alinéa c) par la personne qui mélange, traite, sépare ou obtient des charges d'alimentation pour produire des combustibles à faible intensité en carbone, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;
- f)** une mention confirmant que toute portion de la quantité de la charge d'alimentation utilisée pour produire des combustibles à faible intensité en carbone est conforme aux exigences du paragraphe 47(2) et que le fournisseur étranger conserve au lieu de production des combustibles à faible intensité en carbone les preuves de cette conformité;
- g)** une mention confirmant que la charge d'alimentation satisfait aux exigences prévues aux articles 48 à 52, sauf si elle est exemptée des exigences prévues aux articles 53 à 55;

- (i)** a confirmation that the foreign supplier is in compliance with subsection 59(1);
- (j)** in the case of a person who is the producer of the low-carbon-intensity fuel made using the feedstock, any alphanumeric identifier assigned to the fuel's carbon intensity;
- (k)** the unique identifier for the declaration that the foreign supplier uses for their internal accounting purposes;
- (l)** the date on which the declaration is made; and
- (m)** the signature of the foreign supplier or their authorized agent.

Declaration by other person

(4) A declaration made by a person referred to in any of subparagraphs 57(2)(a)(i) to (iv), other than a registered creator or foreign supplier, must contain the following information:

- (a)** the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the person;
- (b)** if an authorized agent is making the declaration on behalf of the person, the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the authorized agent;
- (c)** the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the site where the mixing, processing or division, as the case may be, of the quantity of the feedstock was carried out or of the site where the quantity was obtained;
- (d)** if the feedstock is sold, the name and civic and postal address of the person to whom it was sold;
- (e)** the type of the feedstock;
- (f)** the quantity of the feedstock that is removed from the site referred to in paragraph (c), expressed in kilograms or cubic metres, as applicable;
- (g)** a confirmation that, when the feedstock was removed from that site or was mixed, divided or obtained at that site, the requirements set out in subsection 47(1) were met with respect to the feedstock and that the person who mixed, divided or obtained the feedstock has retained evidence of compliance at that site;

h) la quantité totale de combustibles à faible intensité en carbone produits par le fournisseur étranger à l'extérieur du Canada et vendus pour être importés au Canada;

i) une mention confirmant que le fournisseur étranger se conforme aux exigences du paragraphe 59(1);

j) s'agissant du producteur de combustible à faible intensité en carbone produit à partir de la charge d'alimentation en cause, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone du combustible, le cas échéant;

k) l'identifiant unique de la déclaration utilisé dans la comptabilité interne du fournisseur étranger;

l) la date de la déclaration;

m) la signature du fournisseur étranger ou de son agent autorisé.

Déclaration des autres personnes

(4) La déclaration de la personne visée à l'un ou l'autre des sous-alinéas 57(2)a)(i) à (iv) qui n'est pas un créateur enregistré ou un fournisseur étranger contient les éléments suivants :

a) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de la personne;

b) dans le cas où un agent autorisé fait la déclaration au nom de la personne, les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de cet agent autorisé;

c) les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale du lieu où est effectué le mélange, le traitement ou la séparation, selon le cas, de la quantité de charges d'alimentation, ou du lieu où cette quantité a été obtenue;

d) si la charge d'alimentation est vendue, les nom et adresses municipale et postale de l'acheteur;

e) le type de la charge d'alimentation;

f) la quantité de charges d'alimentation qui est retirée du lieu visé à l'alinéa c), exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;

g) une mention confirmant que la charge d'alimentation qui est retirée du lieu visé à l'alinéa c) ou qui y est mélangée, séparée ou obtenue est conforme aux exigences du paragraphe 47(1) et que la personne qui a mélangé, séparé ou obtenu la charge d'alimentation conserve les preuves de cette conformité à ce lieu;

(h) a confirmation that the requirements set out in sections 48 to 52 are met with respect to the feedstock except if it is exempted under any of sections 53 to 55;

(i) in the case of a declaration referred to in subparagraph 57(2)(a)(iv) with respect to a quantity of a feedstock that is referred to in any of subparagraphs 46(1)(b)(ii) to (vi), a confirmation that the feedstock meets the requirements set out in section 50;

(j) in the case of a declaration referred to in subparagraph 57(2)(a)(iv), a confirmation that they have retained at the site referred to in paragraph (c), for each quantity of feedstock referred to in any of subparagraphs 46(1)(b)(iv) to (vi), delivery records, contracts and invoices that describe the location where that feedstock was first used;

(k) the unique identifier for the declaration that they use for their internal accounting purposes;

(l) the date on which the declaration is made; and

(m) the signature of the person or their authorized representative.

Unique identifier

(5) The unique identifier referred to in paragraphs (1)(m), (3)(k) and (4)(k) must be unique to each declaration and indicate the lot number of the feedstock to which it applies. It must be used in all records related to material balances at the site to which it applies.

Producer records

59 (1) A person who produces a quantity of low-carbon-intensity fuel using a feedstock referred to in paragraph 46(1)(b) or (c) must retain the following:

(a) delivery records, contracts and invoices with respect to each quantity of the feedstock that is brought to any of their facilities;

(b) the sales records for all low-carbon-intensity fuel, other than co-processed low-carbon-intensity fuel, that was produced using all or any portion of a quantity of the feedstock;

(c) records for all co-processed low-carbon-intensity fuel that demonstrate that it was produced using all or any portion of a quantity of eligible feedstock;

(d) a copy of the declaration made under paragraph 57(2)(a) by each person who possessed all or any portion of a quantity of the feedstock immediately before them;

(e) any information used to make the calculations referred to in subsections 45(1) and 47(2), the evidence

h) une mention confirmant que la charge d'alimentation satisfait aux exigences prévues aux articles 48 à 52, sauf si elle est exemptée des exigences prévues aux articles 53 à 55;

i) dans le cas de la déclaration visée au sous-alinéa 57(2)a)(iv) relative à une quantité de charges d'alimentation visées à l'un des sous-alinéas 46(1)b)(ii) à (vi), une mention confirmant que les charges d'alimentation sont conformes aux exigences de l'article 50;

j) dans le cas de la déclaration visée au sous-alinéa 57(2)a)(iv), une mention confirmant que les relevés de livraison, les contrats et les factures qui mentionnent le lieu de la première utilisation de chaque quantité de charges d'alimentation visées à l'un des sous-alinéas 46(1)b)(iv) à (vi) sont conservés à ce lieu visé à l'alinéa c);

k) l'identifiant unique de la déclaration utilisé dans la comptabilité interne de la personne;

l) la date de la déclaration;

m) la signature de la personne ou de son agent autorisé.

Identifiant unique

(5) L'identifiant unique mentionné aux alinéas (1)m), (3)k) et (4)k) est propre à chaque déclaration et mentionne le numéro de lot de la charge d'alimentation en cause; il est utilisé dans tous les dossiers relatifs au bilan matières du lieu en question.

Dossiers du producteur

59 (1) Le producteur de combustibles à faible intensité en carbone produits à partir des charges d'alimentation visées aux alinéas 46(1)b) ou c) conserve dans ses dossiers :

a) les relevés de livraison, les contrats et les factures relatifs à chaque quantité des charges d'alimentation qui est apportée à l'une de ses installations;

b) les documents relatifs aux ventes de tous les combustibles à faible intensité en carbone, autres que les combustibles cotraités à faible intensité en carbone, produits à partir de tout ou partie d'une quantité des charges d'alimentation;

c) les documents relatifs à tous les combustibles cotraités à faible intensité en carbone démontrant que ceux-ci ont été produits à partir de tout ou partie d'une quantité de charge d'alimentation admissible;

d) la copie de la déclaration faite conformément à l'alinéa 57(2)a) par chaque personne qui possédait tout ou partie d'une quantité des charges d'alimentation immédiatement avant lui;

that supports that information and the results of those calculations; and

(f) a copy of the certificate referred to in subsection 70(1), if any, that is issued with respect to the feedstock.

Importer records

(2) A person who imports into Canada a quantity of low-carbon-intensity fuel must retain the following:

(a) delivery records, contracts and invoices with respect to the quantity of low-carbon-intensity fuel;

(b) the sales records for that quantity of low-carbon-intensity fuel; and

(c) if the low-carbon-intensity fuel is produced using an eligible feedstock referred to in paragraph 46(1)(b) or (c), a copy of the declaration made under subsection 58(3) by the foreign supplier of the fuel.

Non-application

60 Sections 48, 49, 51 to 59 do not apply before January 1, 2024.

Certification

61 An eligible feedstock referred to in paragraph 46(1)(c) may be certified only by a certification body that is eligible under section 63 and that conducts the certification in accordance with sections 64 to 74 and under a certification scheme that is approved by the Minister under section 62.

Approval by Minister

62 (1) The Minister may approve a certification scheme if the following conditions are met:

(a) the Minister is satisfied that the applicable requirements set out in sections 48 to 52 will be met in respect of all of the feedstock certified using the certification scheme's procedures;

(b) the certification scheme is developed and maintained by a person who is the scheme owner and that person

(i) has structures in place for operating and managing the certification scheme,

(ii) creates, maintains and has control of adequate documentation for the operation, maintenance and improvement of the certification scheme,

(iii) has measures in place to respond to complaints with respect to the certification scheme,

e) les renseignements utilisés pour effectuer les calculs prévus aux paragraphes 45(1) et 47(2), les éléments de preuve à l'appui de ces renseignements ainsi que les résultats des calculs;

f) une copie du certificat visé au paragraphe 70(1) délivré à l'égard de la charge d'alimentation, le cas échéant.

Dossiers de l'importateur

(2) La personne qui importe au Canada une quantité donnée de combustibles à faible intensité en carbone conserve dans ses dossiers :

a) les relevés de livraison, les contrats et les factures relatifs à cette quantité de combustibles;

b) les documents relatifs aux ventes de cette quantité de combustibles à faible intensité en carbone;

c) pour les combustibles à faible intensité en carbone produits à partir des charges d'alimentation admissibles visées aux alinéas 46(1)b) ou c), la copie de la déclaration faite conformément au paragraphe 58(3) par le fournisseur étranger du combustible.

Non-application

60 Les articles 48, 49 et 51 à 59 ne s'appliquent pas avant le 1^{er} janvier 2024.

Certification

61 Les charges d'alimentation admissibles visées à l'alinéa 46(1)c) ne peuvent être certifiées que par un organisme de certification qui remplit les conditions d'admissibilité prévues à l'article 63, conformément aux articles 64 à 74 dans le cadre du régime de certification approuvé par le ministre au titre de l'article 62.

Approbation du ministre

62 (1) Le ministre peut approuver le régime de certification si les conditions suivantes sont remplies :

a) il est convaincu que toutes les charges d'alimentation certifiées selon la procédure du régime seront conformes aux exigences des articles 48 à 52 qui s'appliquent;

b) le régime de certification est élaboré et tenu à jour par une personne qui en est le propriétaire et qui, à la fois :

(i) s'appuie sur une structure en place pour assurer le fonctionnement et la gestion du régime,

(ii) élabore, a sous sa responsabilité et tient à jour la documentation appropriée pour le fonctionnement, la gestion et l'amélioration du régime,

(iii) s'appuie sur des mesures en place pour donner suite aux plaintes relatives au régime,

- (iv)** has measures in place to retain records securely for 10 years,
- (v)** creates, maintains and has control of an information management system,
- (vi)** protects the confidentiality of information provided by the parties involved in the certification scheme, and
- (vii)** has developed requirements that comply with sections 63 to 67 for certification bodies, as well as requirements regarding the specific competencies required of certification bodies and the way in which certification bodies are to demonstrate their compliance with those requirements;
- (c)** in the case where the feedstock is harvested in accordance with a forest management plan referred to in section 52, the certification scheme provides that the management plan must be assessed by a specialist in forestry;
- (d)** a plan is in place to review the certification scheme at planned intervals;
- (e)** procedures are in place to review the certification scheme when
- (i)** there is a significant change to the certification scheme, or
 - (ii)** a complaint is received that indicates that a review is necessary;
- (f)** procedures, including for considering comments from stakeholders, are in place to ensure that the integrity, exhaustiveness and effectiveness of the certification scheme is verified during reviews;
- (g)** the certification scheme includes procedures to ensure that the following are publicly available:
- (i)** the most recent versions of the certification scheme and documentation for the scheme that are in the common language of each region to which the certification scheme applies,
 - (ii)** a list, current to the day, of the feedstock harvesters that are certified under the certification scheme,
 - (iii)** a list of certification bodies that are authorized to conduct audits under the certification scheme,
 - (iv)** a list of certification bodies that were previously authorized to conduct audits under the certification scheme, including an indication as to whether those bodies are no longer authorized on a permanent or temporary basis, and
- (iv)** s'appuie sur des mesures en place pour assurer la conservation des dossiers en toute sûreté pendant dix ans,
- (v)** élabore, a sous sa responsabilité et tient à jour un système de gestion de l'information,
- (vi)** protège la confidentialité des renseignements fournis par les parties concernées par le régime de certification,
- (vii)** a élaboré des exigences conformes aux articles 63 à 67 pour les organismes de certification ainsi que des exigences sur les compétences spécifiques requises de ces organismes et la façon dont ils démontrent leur conformité à ces exigences;
- (c)** dans le cas où les charges d'alimentation sont récoltées selon le plan de gestion forestière visé à l'article 52, le régime de certification prévoit l'évaluation du plan par un spécialiste en sylviculture;
- (d)** un plan est en place pour la révision du régime de certification à intervalles prévus;
- (e)** des procédures sont en place pour la révision du régime de certification en cas :
- (i)** de modification significative du régime,
 - (ii)** de réception d'une plainte indiquant la nécessité d'une révision;
- (f)** des procédures sont en place pour veiller à ce que l'intégrité, l'exhaustivité et l'efficacité du régime de certification soient vérifiées lors de la révision, notamment pour prendre en considération les commentaires des parties prenantes;
- (g)** le régime de certification comprend des procédures pour assurer l'accès public aux renseignements suivants :
- (i)** les versions les plus récentes du régime et de sa documentation qui sont dans la langue commune de chaque région où le régime s'applique,
 - (ii)** la liste à jour des personnes qui récoltent les charges d'alimentation certifiées en vertu du régime,
 - (iii)** la liste des organismes de certification autorisés à effectuer des audits dans le cadre du régime,
 - (iv)** la liste des organismes de certification qui étaient antérieurement autorisés à effectuer des audits dans le cadre du régime, avec une mention précisant s'ils n'y sont plus autorisés de façon temporaire ou permanente,
 - (v)** les coordonnées du propriétaire du régime;

- (v)** contact information for the scheme owner;
- (h)** the certification scheme provides that a list of persons who have not complied with the certification scheme must be submitted, on request, to the Minister;
- (i)** in the case of a certification scheme that permits a group of producers to be certified together, the certification scheme requires that
 - (i)** the producers in the group use similar production systems and information management systems and harvest feedstock of the same type and in areas that are near each other and have similar climatic conditions, and
 - (ii)** there be clear conditions and procedures for a producer to join the group;
- (j)** the certification scheme sets out the measures that a certification body must take if a feedstock producer fails to comply with the certification scheme, including
 - (i)** the denial of an application for certification or the revocation of a certificate in accordance with section 71, or the denial of an application for certification or the suspension of a certificate in accordance with section 72, in the circumstances indicated by the certification scheme, and
 - (ii)** the establishment of procedures in respect of corrective actions that must be taken with respect to the circumstances of non-conformity referred to in section 73;
- (k)** the certification scheme includes conditions on the ways in which a feedstock harvester may use certificates issued under it; and
- (l)** the certification scheme owner monitors the use of certificates issued under the certification scheme.

End of approval

- (2)** A certification scheme ceases to be approved on the earlier of
 - (a)** sixty days after the day on which there is a change to the scope of the scheme, unless the scheme owner notifies the Minister of the change and the Minister determines that, despite the change, the scheme continues to meet the conditions for approval,
 - (b)** sixty days after the day on which there is a change to any procedure set out in the scheme on which the Minister's approval was based, unless the scheme owner notifies the Minister of the change and the Minister determines that, despite the change, the scheme continues to meet the conditions for approval,

- h)** le régime de certification prévoit la transmission au ministre, sur demande de celui-ci, de la liste des personnes qui ne s'y sont pas conformées;
- i)** le régime de certification qui autorise la certification de groupe de plusieurs producteurs comporte les exigences suivantes :
 - (i)** le groupe est constitué de producteurs qui utilisent des systèmes semblables de production et de gestion de l'information et qui récoltent le même type de charges d'alimentation dans des régions proches les unes des autres et avec des conditions climatiques similaires,
 - (ii)** les conditions et la procédure pour se joindre au groupe sont claires;
- j)** le régime de certification prévoit les mesures que l'organisme de certification doit prendre si les producteurs de charges d'alimentation ne s'y conforment pas, notamment :
 - (i)** le rejet de la demande de certification ou la révocation du certificat conformément à l'article 71, ou le rejet de la demande de certification ou la suspension du certificat conformément à l'article 72, dans les circonstances précisées par le régime,
 - (ii)** l'établissement de procédures visant à remédier aux situations de non-conformité visées à l'article 73;
- k)** le régime de certification prévoit les conditions d'utilisation des certificats par les personnes qui récoltent les charges d'alimentation;
- l)** le propriétaire du régime de certification contrôle l'utilisation des certificats délivrés dans le cadre du régime.

Fin de l'approbation

- (2)** L'approbation du régime de certification expire à la première des dates suivantes :
 - a)** la date qui tombe soixante jours après la date de modification de la portée du régime, sauf si le propriétaire du régime avise le ministre de la modification et le ministre décide que les conditions d'approbation continuent d'être remplies malgré celle-ci;
 - b)** la date qui tombe soixante jours après la date de modification de toute procédure prévue par le régime sur laquelle l'approbation était fondée, sauf si le propriétaire du régime avise le ministre de la modification et le ministre décide que les conditions d'approbation continuent d'être remplies malgré celle-ci;

(c) the first anniversary of the day on which the scheme was most recently approved by the Minister unless, before that anniversary, the scheme owner submits a report that contains the information referred to in Schedule 5 to the Minister concerning the operation of the certification scheme during the preceding year,

(d) the first anniversary of the day on which the scheme owner most recently submitted a report that contains the information referred to in Schedule 5 to the Minister concerning the operation of the certification scheme within the preceding year, and

(e) the fifth anniversary of the day on which the scheme was most recently approved by the Minister.

Eligibility conditions for accreditation

63 (1) A person is eligible to be accredited as a certification body by the Standards Council of Canada, the American National Standards Institute (ANSI) National Accreditation Board or a designated accreditation body if the person

(a) meets the applicable requirements set out in ISO/IEC Standard 17065 or, in the case of a certification body that assesses a forest management plan referred to in section 52, meets the applicable requirements set out in ISO/IEC Standard 17021-1; and

(b) demonstrates that they comply with the competency requirements of the certification scheme for which they are to be accredited.

Designation of accreditation body

(2) The Minister may designate an accreditation body as a designated accreditation body if it is a member of the International Accreditation Forum or an equivalent body and meets the requirements set out in ISO/IEC Standard 17011.

Suspended or revoked accreditation

(3) The certification of a feedstock must not be conducted by a certification body whose accreditation is suspended or revoked.

No outsourcing

64 It is not permitted to outsource any of the activities that are carried out as part of the certification of a feedstock.

Consecutive certifications

65 The certification of a feedstock must be conducted by a team that does not include any individual who has contributed to the certification of the feedstock for five consecutive compliance periods, unless three compliance periods have elapsed since the most recent of those consecutive compliance periods.

(c) la date du premier anniversaire de la plus récente approbation du régime par le ministre, sauf si avant cette date le propriétaire du régime transmet au ministre un rapport sur le fonctionnement du régime au cours de l'année précédente contenant les renseignements prévus à l'annexe 5;

(d) la date du premier anniversaire de la plus récente transmission au ministre par le propriétaire du régime d'un rapport sur le fonctionnement du régime au cours de l'année précédente contenant les renseignements prévus à l'annexe 5;

(e) la date du cinquième anniversaire de la plus récente approbation du régime par le ministre.

Conditions d'admissibilité à l'accréditation

63 (1) Est admissible à l'accréditation en qualité d'organisme de certification par le Conseil canadien des normes, par le National Accreditation Board de l'American National Standards Institute (ANSI) ou par tout organisme d'accréditation désigné toute personne qui, à la fois :

(a) satisfait aux exigences applicables prévues par la norme ISO/IEC 17065 ou, dans le cas où elle évalue le plan de gestion forestière visé à l'article 52, à celles prévues par la norme ISO/IEC 17021-1;

(b) établit qu'elle se conforme aux exigences relatives aux compétences prévues par le régime de certification pour lequel elle doit être accréditée.

Désignation des organismes d'accréditation

(2) Le ministre peut désigner comme organisme d'accréditation désigné tout organisme d'accréditation qui est membre de l'International Accreditation Forum ou d'un organisme équivalent et qui satisfait aux exigences de la norme ISO/IEC 17011.

Accréditation suspendue ou révoquée

(3) La certification des charges d'alimentation ne doit pas être effectuée par un organisme de certification dont l'accréditation est suspendue ou révoquée.

Aucune sous-traitance

64 Les activités de certification des charges d'alimentation ne peuvent pas être sous-traitées.

Certifications consécutives

65 La certification est effectuée par une équipe ne comprenant pas tout individu qui a contribué à la certification de la charge d'alimentation en cause pour cinq périodes de conformité consécutives, à moins que trois périodes de conformité ne se soient écoulées depuis la dernière de celles-ci.

Certification team – members

66 (1) A certification team must consist only of members who meet the requirements of clause 7 of ISO Standard 19011 and must include the following individuals:

- (a)** a team leader who is competent with respect to the feedstock being certified;
- (b)** if it is relevant to the feedstock being certified, at least one specialist in forestry or agriculture, as the case may be, who is recognized as a forestry engineer, professional forester, agricultural engineer or agrologist by
 - (i)** a Canadian professional association, in the case of forestry or agriculture that occurs in Canada, and
 - (ii)** a relevant national authority of the country in which the forestry or agriculture occurs, in any other case; and
- (c)** if it is relevant to the feedstock being certified, at least one specialist in biodiversity who holds a bachelor's degree in biology, natural sciences or environmental sciences granted by a Canadian university, or an equivalent degree granted by a university outside Canada.

Person responsible for making decision

(2) The person responsible for making a certification decision must have, at a minimum, the same competencies as those set out for an audit team leader in subclause 7.2.3.4 of ISO Standard 19011.

Applicable standards for certification

67 (1) A certification body must conduct a certification in accordance with the Methods for Verification and Certification and with

- (a)** ISO/IEC Standard 17065 or, in the case where the feedstock is harvested in accordance with a forest management plan referred to in section 52, ISO/IEC Standard 17021-1; and
- (b)** ISO Standard 19011.

Interpretation of ISO/IEC Standard 17065

(2) For the purposes of ISO/IEC Standard 17065

- (a)** a reference to a “product requirement” in subclause 3.8 of that Standard is to be read as a reference to the requirements set out in sections 48 to 52 of these Regulations; and
- (b)** a reference to a “location” in that Standard is to be read as a reference to a farm, forest or any other place where the feedstock is harvested.

Membres de l'équipe de certification

66 (1) La certification est effectuée par une équipe dont tous les membres satisfont aux exigences de l'article 7 de la norme ISO 19011 et qui comprend :

- a)** un chef d'équipe compétent à l'égard de la charge d'alimentation visée par la certification;
- b)** si cela est pertinent compte tenu de la charge d'alimentation visée, au moins un spécialiste en matière de sylviculture ou d'agriculture, selon le cas, reconnu comme ingénieur forestier, forestier professionnel, ingénieur agronome ou agrologue :
 - (i)** dans le cas de la sylviculture ou de l'agriculture pratiquée au Canada, par un ordre professionnel canadien,
 - (ii)** dans tout autre cas, par l'autorité nationale compétente du pays où la sylviculture ou l'agriculture est pratiquée;
- c)** si cela est pertinent compte tenu de la charge d'alimentation visée, au moins un spécialiste en biodiversité titulaire d'un baccalauréat en biologie, en sciences naturelles ou en sciences environnementales délivré par une université canadienne ou d'un diplôme équivalent délivré par une université étrangère.

Responsable de la prise des décisions

(2) Les décisions relatives à la certification sont prises par une personne qui possède au moins les mêmes compétences que celles prévues au paragraphe 7.2.3.4 de la norme ISO 19011 pour le responsable de l'équipe d'audit.

Normes applicables à la certification

67 (1) La certification est effectuée par l'organisme de certification conformément aux Méthodes de vérification et de certification et aux normes suivantes :

- a)** la norme ISO/IEC 17065 ou, dans le cas où les charges d'alimentation sont récoltées en suivant le plan de gestion forestière visé à l'article 52, la norme ISO/IEC 17021-1;
- b)** la norme ISO 19011.

Adaptations de la norme ISO/IEC 17065

(2) Pour l'application de la norme ISO/IEC 17065 :

- a)** la mention de « exigence de produit » à l'article 3.8 de cette norme vaut mention des exigences prévues aux articles 48 à 52 du présent règlement;
- b)** le terme « site » vise la ferme, la forêt ou tout autre lieu où la charge d'alimentation est récoltée.

Interpretation of ISO/IEC Standard 17021-1

(3) For the purposes of ISO/IEC Standard 17021-1,

(a) a reference to an “audit criteria” in subclause 9.2.1 of that Standard is to be read as a reference to the requirements set out in section 52 of these Regulations; and

(b) a reference to a “site” in that Standard is to be read as a reference to a farm, forest or any other place where the feedstock is harvested.

Annual surveillance audit

68 The certification of a feedstock conducted by a certification body must include an annual surveillance audit to ensure that the feedstock is harvested in accordance with the requirements of sections 48 to 52.

Site visits

69 (1) The certification of a feedstock conducted by a certification body must include a site visit if it is the first certification of the feedstock or if, in the case of any subsequent audit, the risk of any non-conformity with the certification scheme is high.

Remote audits

(2) A site visit is not required during the conduct of a surveillance audit if

(a) the collection of data may be done remotely in a manner that reduces, to a reasonable level, the risk of failing to detect any non-conformity with the certification scheme; or

(b) the risk of any non-conformity with the certification scheme is low.

Unambiguous identification

70 (1) A certificate issued by a certification body must unambiguously identify the feedstock to which it applies.

End of certification

(2) The certificate ceases to be valid on the earlier of

(a) the day on which a certification body, on the basis of an audit it conducted, is no longer satisfied that the applicable requirements set out in sections 48 to 52 are met,

(b) the day that is the first anniversary of the day on which the most recent audit was conducted by the certification body,

(c) the day that is the fifth anniversary of the day on which the certificate was issued, and

Adaptations de la norme ISO/IEC 17021-1

(3) Pour l'application de la norme ISO/IEC 17021-1 :

a) la mention de « critères de l'audit » à l'article 9.2.1 de cette norme vaut mention des exigences prévues à l'article 52 du présent règlement;

b) le terme « site » vise la ferme, la forêt ou tout autre lieu où la charge d'alimentation est récoltée.

Audits de surveillance annuels

68 La certification d'une charge d'alimentation effectuée par l'organisme de certification comprend un audit de surveillance annuel qui permet de vérifier que les charges d'alimentation sont récoltées conformément aux exigences des articles 48 à 52.

Visite de site

69 (1) La certification d'une charge d'alimentation effectuée par l'organisme de certification comprend une visite de site lors de la première certification de la charge d'alimentation et, si le risque de non-conformité au régime de certification est élevé, lors de tout audit ultérieur.

Audit à distance

(2) Une visite de site n'est pas nécessaire lors de la réalisation d'un audit de surveillance lorsque, selon le cas :

a) les activités de collecte de données peuvent être effectuées à distance d'une façon qui réduit à un niveau raisonnable le risque que la non-conformité au régime de certification ne soit pas détectée;

b) le risque de non-conformité au régime de certification est faible.

Identification non ambiguë

70 (1) Le certificat délivré par un organisme de certification identifie sans ambiguïté la charge d'alimentation qu'il vise.

Fin de la certification

(2) Le certificat cesse d'être valide à la première des dates suivantes :

a) la date à laquelle l'organisme de certification, sur la base d'un audit qu'il effectue, n'est plus convaincu que les exigences applicables prévues aux articles 48 à 52 sont remplies;

b) la date du premier anniversaire de l'audit le plus récent effectué par l'organisme de certification;

c) la date du cinquième anniversaire de la date de délivrance du certificat;

(d) the day specified by the certification scheme under which the certification body conducts the certification.

Denial or revocation

71 (1) If any of the following circumstances occur with respect to a feedstock, an application for the certification of the feedstock must be denied or, in the case where a certificate has been issued for the feedstock, the certificate must be revoked:

- (a)** the applicable requirements set out in sections 48 to 52 are not met with respect to the feedstock and the situation cannot be rectified by corrective action;
- (b)** the producer of the feedstock fails to comply with the certification scheme and the situation cannot be rectified by taking corrective action;
- (c)** the producer of the feedstock fails to comply with the certification scheme in a manner that undermines the integrity of the certification scheme.

New application for certification

(2) The producer of a feedstock in respect of which an application for certification has been denied, or a certificate has been revoked, under subsection (1) may submit a new application for certification of the feedstock after the end of the period specified by the certification scheme.

Denial or suspension of certification

72 (1) If any of the following circumstances occur with respect to a feedstock, an application for the certification of the feedstock must be denied or, in the case where a certificate has been issued for the feedstock, the certificate must be suspended:

- (a)** the applicable requirements set out in sections 48 to 52 are not met with respect to the feedstock and the situation can be rectified by taking corrective action;
- (b)** the producer of the feedstock repeatedly fails to comply with the certification scheme, including in the following cases:
 - (i)** more than 5% of the evidence that is provided to the certification body and included in a representative sample contains gaps or errors,
 - (ii)** the producer fails to disclose their participation in other certification schemes during the certification process, or
 - (iii)** the producer fails to provide the certification body with any relevant information.

Duration of suspension

(2) The suspension of the certificate begins on the day on which the producer of the feedstock is notified of the suspension and ends after 90 days.

d) toute date précisée dans le régime de certification en vertu duquel l'organisme de certification effectue la certification.

Rejet ou révocation

71 (1) La demande de certification est rejetée, ou le certificat est révoqué, dans les cas suivants :

- a)** la charge d'alimentation visée ne satisfait pas aux exigences applicables des articles 48 à 52 et aucune mesure ne peut être prise pour remédier à la situation;
- b)** le producteur de la charge d'alimentation omet de se conformer au régime de certification et aucune mesure ne peut être prise pour remédier à la situation;
- c)** le producteur de la charge d'alimentation omet de se conformer au régime de certification d'une façon telle que l'intégrité du régime est mise en péril.

Nouvelle demande

(2) Le producteur d'une charge d'alimentation à l'égard de laquelle une demande de certification a été rejetée ou un certificat a été révoqué au titre du paragraphe (1) peut présenter une nouvelle demande de certification après l'expiration du délai prévu par le régime de certification.

Rejet ou suspension du certificat

72 (1) La demande de certification est rejetée, ou le certificat est suspendu, dans les situations suivantes :

- a)** la charge d'alimentation visée ne satisfait pas aux exigences applicables des articles 48 à 52 et des mesures peuvent être prises pour remédier à la situation;
- b)** le producteur de la charge d'alimentation omet de façon répétée de se conformer au régime de certification, notamment dans les cas suivants :
 - (i)** plus de 5 % des preuves qu'il fournit à l'organisme de certification et qui sont comprises dans un échantillon représentatif présentent des lacunes ou des erreurs,
 - (ii)** il omet de déclarer sa participation à d'autres régimes de certification pendant le processus de certification,
 - (iii)** il ne fournit pas à l'organisme de certification les renseignements pertinents.

Durée de la suspension

(2) Le certificat est suspendu pour quatre-vingt-dix jours à compter de la date à laquelle l'avis de suspension est adressé au producteur de la charge d'alimentation.

Revocation

(3) The certificate must be revoked at the end of the 90-day suspension period if the producer of the feedstock has not taken corrective action with respect to the situation that resulted in the suspension.

Other circumstances of non-conformity

73 (1) A certification scheme may, if a producer of a feedstock has not complied with the scheme in circumstances other than those referred to in subsections 71(1) and 72(1), provide for a period during which the producer must take corrective action with respect to the circumstances of non-conformity.

Time limit for corrective action

(2) The period within which the producer must take the corrective action ends on the earlier of

- (a)** the day on which the next surveillance audit of the feedstock is to be conducted,
- (b)** the day on which the certification is renewed,
- (c)** the day that is 12 months after the day on which the producer of the feedstock is notified of the non-conformity by the certification body, and
- (d)** the day specified by the certification scheme.

Prior certification under another certification scheme

74 An application for the certification of a feedstock must contain the following information:

- (a)** a statement as to whether the feedstock has, in the previous five years, been the subject of a certification under another certification scheme;
- (b)** all relevant information relating to a certification of the feedstock under another certification scheme, including audit reports and any decisions to suspend or revoke the certification during the previous five years, as well as the reasons for any suspension or revocation; and
- (c)** a statement specifying the reasons for which any producer of the feedstock withdrew from another certification scheme before the first surveillance audit.

Determination of Carbon Intensity**Low-carbon-intensity fuel**

75 (1) The carbon intensity of a low-carbon-intensity fuel, other than hydrogen produced from a fossil fuel, and the carbon intensity of a material input that is a renewable natural gas, biogas, renewable propane or hydrogen, other

Révocation

(3) Le certificat est révoqué à l'expiration du délai de quatre-vingt-dix jours si le producteur de la charge d'alimentation n'a pas remédié à la situation à l'origine de la suspension.

Non-conformité — autres situations

73 (1) Le régime de certification peut prévoir le délai dans lequel le producteur de charges d'alimentation doit remédier aux situations de non-conformité au régime de certification qui ne sont pas visées aux paragraphes 71(1) et 72(1).

Délai

(2) Le délai expire à la première des dates suivantes :

- a)** la date du prochain audit de surveillance pour la charge d'alimentation;
- b)** la date du renouvellement de la certification de la charge d'alimentation;
- c)** la date qui tombe douze mois après la date à laquelle l'avis de non-conformité a été donné par l'organisme de certification au producteur de la charge d'alimentation;
- d)** la date prévue par le régime de certification.

Certification antérieure — autre régime

74 Toute demande de certification contient les renseignements suivants :

- a)** une mention précisant si la charge d'alimentation visée a fait l'objet d'une certification par un autre régime de certification au cours des cinq années précédentes;
- b)** tous les renseignements pertinents en lien avec la certification de la charge d'alimentation visée par un autre régime de certification, notamment les rapports d'audit et, le cas échéant, les décisions visant la suspension ou la révocation du certificat au cours des cinq années précédentes, ainsi que les motifs de ces décisions;
- c)** une mention précisant les raisons pour lesquelles tout producteur de la charge d'alimentation s'est retiré d'un régime de certification avant le premier audit de surveillance.

Détermination de l'intensité en carbone**Combustible à faible intensité en carbone**

75 (1) L'intensité en carbone d'un combustible à faible intensité en carbone — autre que l'hydrogène produit à partir d'un combustible fossile — ou d'un apport matériel qui est du gaz naturel renouvelable, du biogaz, du propane

than hydrogen produced from a fossil fuel, is, at the election of the registered creator or foreign supplier,

(a) the default carbon intensity referred to in section 1 of Schedule 6; or

(b) determined by the formula

$$CI_f + CI_p + CI_{cl} + CI_e + CI_{td} + CI_c$$

where

CI_f is the quantity of CO₂e emissions set out in section 2 of Schedule 6 that represents the quantity of CO₂e that is associated with the extraction or production, as the case may be, of the feedstock from which the fuel or material input is produced, per megajoule of energy produced,

CI_p is the quantity of CO₂e emissions set out in section 3 of Schedule 6 that represents the quantity of CO₂e that is released during the production of the fuel or material input from the feedstock, the transportation of the feedstock and intermediary products used to produce the fuel or material input and the distribution of the fuel or material input to end users, per megajoule of energy produced,

CI_{cl} is the quantity of CO₂e emissions set out in section 4 of Schedule 6 that represents the quantity of CO₂e that is released during the compression or liquefaction of the fuel or material input, per megajoule of energy produced,

CI_e is the quantity of CO₂e emissions set out in section 5 of Schedule 6 that represents the additional quantity of CO₂e that is associated with the production of electricity used during the production of the fuel or material input, per megajoule of energy produced,

CI_{td} is the quantity of CO₂e emissions set out in section 6 of Schedule 6 that represents the additional quantity of CO₂e that is released during the transportation of the feedstock and intermediary products used to produce the fuel or material input and the distribution of the fuel or material input to end users, per megajoule of energy produced, in the case of a total transportation distance of no less than 1500 km, and

CI_c is the quantity of CO₂e emissions set out in section 7 of Schedule 6 that represents the quantity of CO₂e that is released during the combustion of the fuel or the use of the material input, per megajoule of energy produced.

renouvelable ou de l'hydrogène — autre que l'hydrogène produit à partir d'un combustible fossile — est, au choix du créateur enregistré ou du fournisseur étranger :

a) égale à l'intensité en carbone par défaut prévue à l'article 1 de l'annexe 6;

b) déterminée selon la formule suivante :

$$IC_{ec} + IC_p + IC_{cl} + IC_e + IC_{td} + IC_c$$

où :

IC_{ec} représente la quantité d'émissions de CO₂e prévue à l'article 2 de l'annexe 6 et correspondant à la quantité de CO₂e liée à l'extraction ou à la production, selon le cas, de la charge d'alimentation à partir de laquelle le combustible ou l'apport matériel est produit, par mégajoule d'énergie produite,

IC_p la quantité d'émissions de CO₂e prévue à l'article 3 de l'annexe 6 et correspondant à la quantité de CO₂e rejetée pendant la production du combustible ou de l'apport matériel à partir de la charge d'alimentation, pendant le transport de la charge d'alimentation et des produits intermédiaires utilisés pour produire le combustible ou l'apport matériel et pendant la distribution du combustible ou de l'apport matériel à l'utilisateur final, par mégajoule d'énergie produite,

IC_{cl} la quantité d'émissions de CO₂e prévue à l'article 4 de l'annexe 6 et correspondant à la quantité de CO₂e rejetée pendant la compression ou la liquéfaction du combustible ou de l'apport matériel, par mégajoule d'énergie produite,

IC_e la quantité d'émissions de CO₂e prévue à l'article 5 de l'annexe 6 et correspondant à la quantité supplémentaire de CO₂e liée à la production de l'électricité utilisée dans la production du combustible ou de l'apport matériel, par mégajoule d'énergie produite,

IC_{td} la quantité d'émissions de CO₂e prévue à l'article 6 de l'annexe 6 et correspondant à la quantité supplémentaire de CO₂e rejetée pendant le transport de la charge d'alimentation et des produits intermédiaires utilisés pour produire le combustible ou l'apport matériel et pendant la distribution du combustible ou de l'apport matériel à l'utilisateur final, par mégajoule d'énergie produite, dans le cas où la distance totale de transport est d'au moins 1 500 km,

IC_c la quantité d'émissions de CO₂e prévue à l'article 7 de l'annexe 6 et correspondant à la quantité de CO₂e rejetée pendant la combustion du combustible ou l'utilisation de l'apport matériel, par mégajoule d'énergie produite.

Use limited to 12 months

(2) The default carbon intensity referred to in paragraph (1)(a) must not be used to create compliance credits for a period of more than 12 consecutive months or more than 12 months during two consecutive compliance periods, unless the Minister, at the written request of the registered creator, approves the use of that carbon intensity for any longer period specified by the Minister.

Use pending approval

(3) However, in the case of an application under subsection 80(1) for the approval of a carbon intensity determined in accordance with paragraph (1)(b) or subsection 76(1), the applicant may use the default carbon intensity referred to in paragraph (1)(a) to create compliance credits during the period beginning on the day on which the application is made and ending on the day on which the carbon intensity is approved under subsection 85(1), even if that period is longer than 12 consecutive months.

Input data for less than three months

(4) A registered creator or foreign supplier may elect to use the carbon intensity referred to in paragraph (1)(b) if they have input data, for a period of less than three consecutive months, derived from the activities referred to in the definition *carbon intensity* in subsection 1(1) that are carried out over the life cycle of the fuel or the life cycle of the material input, as the case may be.

Use limited to three compliance periods

(5) The carbon intensity referred to in paragraph (1)(b) must not be used to create credits other than for a period of no more than three consecutive compliance periods.

Fossil fuels

(6) For the purposes of subsections 98(2), 99(3) and (4) and 104(2), the carbon intensity of a fuel that is hydrogen, propane, natural gas, liquefied natural gas and compressed natural gas is, at the election of the registered creator, the amount set out in

- (a) section 8 of Schedule 6; or
- (b) the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Electricity

(7) The carbon intensity of electricity for a province in which a charging station is located is, at the election of the registered creator, the amount set out for that province in

- (a) section 9 of Schedule 6; or
- (b) the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Utilisation : limite de douze mois

(2) L'intensité en carbone par défaut visée à l'alinéa (1)a ne peut pas être utilisée pour créer des unités de conformité pendant plus de douze mois consécutifs, ni pendant plus de douze mois au cours de deux périodes de conformité consécutives, sauf si le ministre, sur demande écrite du créateur enregistré, approuve l'utilisation de cette intensité en carbone pour la période plus longue qu'il précise.

Utilisation — attente d'approbation

(3) Toutefois, l'intensité en carbone par défaut visée à l'alinéa (1)a peut être utilisée à tout moment pour créer des unités de conformité pendant la période commençant à la date à laquelle la demande d'approbation de l'intensité en carbone du combustible déterminée conformément à l'alinéa (1)b ou au paragraphe 76(1) a été présentée au titre du paragraphe 80(1) et se terminant à la date où l'intensité en carbone faisant l'objet de cette demande est approuvée au titre du paragraphe 85(1), même si cette période est supérieure à douze mois consécutifs.

Moins de trois mois de données

(4) Le créateur enregistré ou le fournisseur étranger peut choisir de déterminer l'intensité en carbone conformément à l'alinéa (1)b s'il possède des données d'entrée provenant des activités mentionnées à la définition de *intensité en carbone* au paragraphe 1(1) qui ont été menées au cours du cycle de vie du combustible ou de l'apport matériel, selon le cas, pour une période de moins de trois mois consécutifs.

Utilisation — trois périodes de conformité

(5) L'intensité en carbone visée à l'alinéa (1)b ne peut être utilisée pour créer des unités de conformité que pendant une seule période d'au plus trois périodes de conformité consécutives.

Combustibles fossiles

(6) Pour l'application des paragraphes 98(2), 99(3) et (4) et 104(2), l'intensité en carbone d'un combustible qui est du propane, du gaz naturel, du gaz naturel comprimé, du gaz naturel liquéfié ou de l'hydrogène est, au choix du créateur enregistré, celle qui est prévue :

- a) à l'article 8 de l'annexe 6;
- b) par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

Électricité

(7) L'intensité en carbone de l'électricité pour la province où est située la borne de recharge est, au choix du créateur enregistré, celle qui est prévue pour cette province :

- a) à l'article 9 de l'annexe 6;
- b) par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

Fuel LCA Model — registered creator or foreign supplier

76 (1) A registered creator or foreign supplier may elect to determine the carbon intensity of a low-carbon-intensity fuel, or the carbon intensity of a material input that is a renewable natural gas, biogas, renewable propane or hydrogen, using the Fuel LCA Model in accordance with the option set out in either paragraph (3)(a) or (b), if they have input data, for a period of 24 consecutive months during the period of 30 months that immediately precedes the day on which they make the election, derived from the activities referred to in the definition *carbon intensity* in subsection 1(1) that are carried out over the life cycle of the fuel or material input, as the case may be.

Carbon-intensity contributor

(2) A carbon-intensity contributor may elect to determine the carbon intensity of a low-carbon-intensity fuel or material input that is a renewable natural gas, biogas, renewable propane or hydrogen in accordance with the option set out in either paragraph (3)(a) or (b), if they have input data, for a period of 24 consecutive months during the period of 30 months that immediately precedes the day on which they make the election, derived from the activities referred to in the definition *carbon intensity* in subsection 1(1) that are carried out over the life cycle of the fuel or material input, as the case may be.

Options on election

(3) The carbon intensity may be determined based on the input data referred to in subsection (1) or (2) in accordance with either of the following options:

- (a)** an existing pathway from the Fuel LCA Model; or
- (b)** a new pathway created by the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier from the Fuel LCA Model, in the case where
 - (i)** the fuel or material input is not indicated in the Fuel LCA Model,
 - (ii)** the feedstock used to produce the fuel or material input is not indicated in the Fuel LCA Model, or
 - (iii)** the criteria provided in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations for creating a new pathway are met.

Modèle ACV des combustibles

76 (1) Le créateur enregistré ou le fournisseur étranger peut choisir de déterminer l'intensité en carbone d'un combustible à faible intensité en carbone, ou d'un apport matériel qui est du gaz naturel renouvelable, du biogaz, du propane renouvelable ou de l'hydrogène, en appliquant le modèle ACV des combustibles conformément à l'une des options prévues aux alinéas (3)a) et b), s'il possède des données d'entrée provenant des activités mentionnées à la définition de *intensité en carbone* au paragraphe 1(1) qui ont été menées au cours du cycle de vie du combustible ou de l'apport matériel, selon le cas, pour une période de vingt-quatre mois consécutifs au cours des trente mois précédant la date du choix.

Contributeur à l'intensité en carbone

(2) Le contributeur à l'intensité en carbone peut choisir de déterminer l'intensité en carbone d'un combustible à faible intensité en carbone ou d'un apport matériel qui est du gaz naturel renouvelable, du biogaz, du propane renouvelable ou de l'hydrogène conformément à l'une des options prévues aux alinéas (3)a) et b), s'il possède des données d'entrée provenant des activités mentionnées à la définition de *intensité en carbone* au paragraphe 1(1) qui ont été menées au cours du cycle de vie du combustible ou de l'apport matériel, selon le cas, pour une période de vingt-quatre mois consécutifs au cours des trente mois précédant la date du choix.

Options après le choix

(3) L'intensité en carbone peut être déterminée sur la base des données d'entrée visées aux paragraphes (1) ou (2), conformément à l'une des options suivantes :

- a)** une filière existante qui provient du modèle ACV des combustibles;
- b)** une nouvelle filière créée par le créateur enregistré, par le contributeur à l'intensité en carbone ou par le fournisseur étranger à partir du modèle ACV des combustibles, dans les cas suivants :
 - (i)** le combustible ou l'apport matériel n'est pas inclus dans le modèle ACV des combustibles,
 - (ii)** la charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible ou l'apport matériel n'est pas inclus dans le modèle ACV des combustibles,
 - (iii)** les critères prévus par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles pour la création d'une nouvelle filière sont remplis.

Fuel LCA Model — co-processed low-carbon-intensity fuel

77 A registered creator or foreign supplier must determine the carbon intensity of a co-processed low-carbon-intensity fuel using the Fuel LCA Model in accordance with the applicable specific emission-reduction quantification method established under subsection 32(1) and either of the following options:

- (a) an existing pathway from the Fuel LCA Model; or
- (b) a new pathway created by the registered creator or foreign supplier from the Fuel LCA Model, in the case where
 - (i) the fuel is not indicated in the Fuel LCA Model,
 - (ii) the feedstock used to produce the fuel is not indicated in the Fuel LCA Model, or
 - (iii) the criteria provided in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations for creating a new pathway are met.

Compressed and liquefied gases

78 (1) Instead of determining the carbon intensity of propane, liquefied natural gas or compressed natural gas in accordance with subsection 75(6), a registered creator may elect to make that determination using the Fuel LCA Model in accordance with the option set out in either paragraph (3)(a) or (b), if they have input data, for a period of 24 consecutive months during the period of 30 months that immediately precedes the day on which they make the election, respecting the operation of a fuelling station or the liquefaction process for propane, renewable propane, co-processed low-carbon intensity propane, compressed natural gas, renewable compressed natural gas, liquefied natural gas or renewable liquefied natural gas.

Renewable fuels

(2) In the case of renewable propane, co-processed low-carbon-intensity propane, renewable compressed natural gas and renewable liquefied natural gas, the determination is to be made as if

- (a) the renewable propane or co-processed low-carbon-intensity propane were propane;
- (b) the renewable compressed natural gas were compressed natural gas; or
- (c) the liquefied renewable natural gas were liquefied natural gas.

Combustibles cotraités à faible intensité en carbone

77 Le créateur enregistré ou le fournisseur étranger détermine l'intensité en carbone du combustible cotraité à faible intensité en carbone au moyen du modèle ACV des combustibles conformément à la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable établie au titre du paragraphe 32(1) et à l'une des options suivantes :

- a) une filière existante qui provient du modèle ACV des combustibles;
- b) une nouvelle filière créée par le créateur enregistré ou par le fournisseur étranger à partir du modèle ACV des combustibles, dans les cas suivants :
 - (i) le combustible n'est pas inclus dans le modèle ACV des combustibles,
 - (ii) la charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible n'est pas incluse dans le modèle ACV des combustibles,
 - (iii) les critères prévus par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles pour la création d'une nouvelle filière sont remplis.

Gaz comprimés et liquéfiés

78 (1) Au lieu de déterminer conformément au paragraphe 75(6) l'intensité en carbone du propane, du gaz naturel comprimé ou du gaz naturel liquéfié, le créateur enregistré peut choisir de le faire conformément à l'une des options prévues aux alinéas (3)a) et b), s'il possède des données d'entrée concernant l'exploitation d'une station de ravitaillement ou le procédé de liquéfaction du propane, du propane renouvelable, du propane cotraité à faible intensité en carbone, du gaz naturel comprimé, du gaz naturel renouvelable comprimé, du gaz naturel liquéfié ou du gaz naturel renouvelable liquéfié pour une période de vingt-quatre mois consécutifs au cours des trente mois précédant la date du choix.

Combustibles renouvelables

(2) Dans le cas du propane renouvelable, du propane cotraité à faible intensité en carbone, du gaz naturel renouvelable comprimé et du gaz naturel renouvelable liquéfié, l'intensité en carbone est déterminée comme si :

- a) le propane renouvelable ou le propane cotraité à faible intensité en carbone était du propane;
- b) le gaz naturel renouvelable comprimé était du gaz naturel comprimé;
- c) le gaz naturel renouvelable liquéfié était du gaz naturel liquéfié.

Options on election

(3) The carbon intensity may be determined based on the input data referred to in subsection (1) in accordance with either of the following options:

- (a)** an existing pathway from the Fuel LCA Model; or
- (b)** a new pathway created by the registered creator or foreign supplier from the Fuel LCA Model, in the case where
 - (i)** the fuel is not indicated in the Fuel LCA Model,
 - (ii)** the feedstock used to produce the fuel is not indicated in the Fuel LCA Model, or
 - (iii)** the criteria provided in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations for creating a new pathway are met.

Electricity

79 (1) A registered creator or carbon-intensity contributor may elect to determine, in accordance with subsection (3), the carbon intensity of the electricity supplied to electric vehicles by a charging station that is not intended primarily for use by the occupants of a private dwelling-place if they have input data respecting the source and quantity of that electricity for a period of 24 consecutive months during the period of 30 months that immediately precedes the day on which they make the election.

Electricity — fuelling station or facility

(2) A registered creator or carbon-intensity contributor may elect to determine, in accordance with subsection (3), the carbon intensity of the electricity supplied to a fuelling station or facility if they have input data respecting the source and quantity of that electricity for a period of 24 consecutive months during the period of 30 months that immediately precedes the day on which they make the election.

Options on election

(3) The carbon intensity may be determined based on the input data referred to in subsection (1) or (2) in accordance with either of the following options:

- (a)** an existing pathway from the Fuel LCA Model; or
- (b)** a new pathway created by the registered creator or carbon-intensity contributor from the Fuel LCA Model, in the case where the source of the electricity is not indicated in the Fuel LCA Model or where the criteria indicated in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations for creating a new pathway are met.

Options après le choix

(3) L'intensité en carbone peut être déterminée sur la base des données d'entrée visées au paragraphe (1), conformément à l'une des options suivantes :

- a)** une filière existante qui provient du modèle ACV des combustibles;
- b)** une nouvelle filière créée par le créateur enregistré à partir du modèle ACV des combustibles, dans les cas suivants :
 - (i)** le combustible n'est pas inclus dans le modèle ACV des combustibles,
 - (ii)** la charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible n'est pas incluse dans le modèle ACV des combustibles,
 - (iii)** les critères prévus par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles pour la création d'une nouvelle filière sont remplis.

Électricité

79 (1) Le créateur enregistré ou le contributeur à l'intensité en carbone peut choisir de déterminer conformément au paragraphe (3) l'intensité en carbone de l'électricité fournie aux véhicules électriques par une borne de recharge qui n'est pas destinée principalement à être utilisée par les occupants d'un logement privé, s'il possède des données d'entrée sur la source et la quantité d'électricité fournie pour une période de vingt-quatre mois consécutifs au cours des trente mois précédant la date du choix.

Électricité

(2) Le créateur enregistré ou le contributeur à l'intensité carbone peut choisir de déterminer conformément au paragraphe (3) l'intensité en carbone de l'électricité fournie à une station de ravitaillement ou à une installation s'il possède des données d'entrée sur la source et la quantité d'électricité fournie pour une période de vingt-quatre mois consécutifs au cours des trente mois précédant la date du choix.

Options à choisir

(3) L'intensité en carbone peut être déterminée sur la base des données d'entrée visées aux paragraphes (1) ou (2) conformément à l'une des options suivantes :

- a)** une filière existante qui provient du modèle ACV des combustibles;
- b)** une nouvelle filière créée par le créateur enregistré ou par le contributeur à l'intensité carbone à partir du modèle ACV des combustibles, si la source de l'électricité n'est pas incluse dans le modèle ACV des combustibles ou si l'un des critères prévus par les spécifications

pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles par la création d'une nouvelle filière est rempli.

Application for approval of carbon intensity

80 (1) A registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier may apply to the Minister for the approval of a carbon intensity determined in accordance with paragraph 75(1)(b) or any of sections 76 to 79, as the case may be.

Carbon-intensity additional value

(2) In the case of an application for the approval of a carbon intensity determined in accordance with section 76, 78 or 79, the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier may add an additional value to that carbon intensity, in which case the carbon intensity that is the subject of the application for approval would be the sum of the additional value and the carbon intensity determined using the Fuel LCA Model.

Imported fuel

(3) Despite subsection (1), in the case of a fuel produced outside Canada and imported into Canada in respect of which compliance credits are created under paragraph 19(1)(b) or 20(b) or when a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d) is carried out, only the foreign supplier of the fuel may make the application for the approval of the carbon intensity.

Distinct application — each feedstock

(4) A distinct application for the approval of a carbon intensity is required for each type of feedstock that is used to produce a low-carbon-intensity fuel or a material input that is renewable natural gas, biogas, renewable propane or hydrogen, including in the case where two or more types of feedstock are used simultaneously to produce the low-carbon-intensity fuel or the material input.

Pathway approval

81 (1) Before making an application under subsection 80(1) for the approval of a carbon intensity based on a new pathway referred to in paragraph 76(3)(b), 77(b), 78(3)(b) or 79(3)(b), the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier must apply to the Minister for the approval of the new pathway.

Application

(2) The application for the approval of a new pathway must include the information referred to in Schedule 7.

Demande d'approbation — intensité en carbone

80 (1) Le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger peut demander au ministre l'approbation de l'intensité en carbone déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) ou aux articles 76, 77, 78 ou 79, selon le cas.

Valeur supplémentaire d'intensité en carbone

(2) Le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger peut ajouter une valeur supplémentaire d'intensité en carbone à l'intensité en carbone déterminée conformément aux articles 76, 78 ou 79. Le cas échéant, l'intensité en carbone faisant l'objet de la demande d'approbation correspond à la somme de l'intensité en carbone déterminée au moyen du modèle ACV des combustibles et de la valeur supplémentaire d'intensité en carbone.

Combustible importé

(3) Malgré le paragraphe (1), dans le cas du combustible produit à l'extérieur du Canada et importé au Canada pour lequel des unités de conformité sont créées au titre des alinéas 19(1)b) ou 20b) ou par la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'alinéa 30d), seul le fournisseur étranger peut présenter la demande d'approbation de l'intensité en carbone.

Demande distincte — chaque type de charge

(4) Une demande d'approbation distincte est requise pour chaque type des charges d'alimentation utilisées pour la production d'un combustible à faible intensité en carbone ou d'un apport matériel qui est du gaz naturel renouvelable, du biogaz, du propane renouvelable ou de l'hydrogène, y compris dans le cas où plusieurs types de charges d'alimentation sont utilisés simultanément pour produire le combustible à faible intensité en carbone ou l'apport matériel.

Approbation de la filière

81 (1) Le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger demande au ministre l'approbation de la création d'une nouvelle filière visée aux alinéas 76(3)b), 77b), 78(3)b) ou 79(3)b) avant de présenter une demande d'approbation de l'intensité en carbone au titre du paragraphe 80(1).

Demande

(2) La demande d'approbation nouvelle filière contient les renseignements prévus à l'annexe 7.

Approval

(3) The Minister must approve the new pathway if the Minister is satisfied that the pathway is based on

- (a)** a plan to collect verifiable data and results;
- (b)** calculations that do not contain any error that attains any of the quantitative materiality thresholds referred to in paragraph 150(a);
- (c)** unit processes, modelling parameters, background data sets and a methodology that are appropriate for the pathway; and
- (d)** a methodology that is consistent with ISO Standard 14040, ISO Standard 14044 and the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Unique alphanumeric identifier

(4) When the Minister approves the new pathway, the Minister must assign a unique alphanumeric identifier to it.

Information to be provided

82 (1) An application made under section 80 in respect of a carbon intensity determined in accordance with paragraph 75(1)(b) or section 76 or 77 must contain the information referred to in section 1 of Schedule 8.

Additional information — paragraph 75(1)(b)

(2) In the case of a carbon intensity determined in accordance with paragraph 75(1)(b), the application must also contain the information referred to in section 2 of Schedule 8.

Additional information — section 76

(3) In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 76, the application must also contain the information referred to in sections 3 and 6 of Schedule 8, as well as any information specified in any applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1).

Additional information — section 77

(4) In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 77, the application must also contain the information referred to in sections 3 and 6 of Schedule 8, as well as any information specified in any applicable specific emission-reduction quantification method established under subsection 32(1).

Information to be provided — section 78

83 In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 78, an application made under section 80 must contain the information referred to in sections 4 and 6 of Schedule 8.

Approbation

(3) Le ministre approuve la nouvelle filière s'il est convaincu qu'elle est fondée sur :

- a)** un plan de collecte de données et de résultats qui sont tous deux vérifiables;
- b)** des calculs ne comportant aucune erreur qui atteint les seuils d'importance relative quantitative visés à l'alinéa 150a);
- c)** des processus unitaires, des paramètres de modélisation, des ensembles de données de référence et une méthode qui sont appropriés;
- d)** une méthode conforme à la norme ISO 14040, à la norme ISO 14044 et aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

Identifiant alphanumérique unique

(4) Dès qu'il approuve la nouvelle filière, le ministre lui assigne un identifiant alphanumérique unique.

Renseignements à fournir

82 (1) Dans le cas où l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) ou aux articles 76 ou 77, la demande visée à l'article 80 contient les renseignements prévus à l'article 1 de l'annexe 8.

Renseignements supplémentaires — alinéa 75(1)b)

(2) Dans le cas où l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b), la demande contient également les renseignements prévus à l'article 2 de l'annexe 8.

Renseignements supplémentaires — article 76

(3) Dans le cas où l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'article 76, la demande contient également les renseignements prévus aux articles 3 et 6 de l'annexe 8 et dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre du paragraphe 31(1) ou 32(1).

Renseignements supplémentaires — article 77

(4) Dans le cas où l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'article 77, la demande contient également les renseignements prévus aux articles 3 et 6 de l'annexe 8 et ceux mentionnés dans la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable établie au titre du paragraphe 32(1), le cas échéant.

Renseignements à fournir — article 78

83 Dans le cas où l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'article 78, la demande visée à l'article 80 contient les renseignements prévus aux articles 4 et 6 de l'annexe 8.

Information to be provided — section 79

84 In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 79, an application made under section 80 must contain the information referred to in sections 5 and 6 of Schedule 8.

Approval

85 (1) The Minister must approve a carbon intensity for which an application for approval is made under section 80 if the Minister is satisfied that the determination of the carbon intensity is based on

- (a) data and results that are verifiable;
- (b) calculations that do not contain any error that attains any of the quantitative materiality thresholds referred to in paragraph 150(a);
- (c) unit processes, modelling parameters, background data sets and a methodology that are appropriate for that determination and do not result in an underestimation of the carbon intensity;
- (d) in the case of a determination made in accordance with section 76 or 77, a methodology that is consistent with ISO Standard 14040, ISO Standard 14044 and the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations; and
- (e) with respect to an application referred to in section 130, an unqualified opinion issued in accordance with paragraph 154(a) or a qualified opinion issued in accordance with paragraph 154(b).

Unique alphanumeric identifier

(2) When the Minister approves the carbon intensity, the Minister must assign it a unique alphanumeric identifier.

End of validity

86 (1) The approved carbon intensity of a low-carbon-intensity fuel or material input ceases to be valid if a change is made to the extraction or production processes for the feedstock used to produce the fuel or material input or the production processes and that change is not consistent with the emission factors, input data, background data sets and methodology that were used to determine the carbon intensity and would result in,

- (a) in the case where the carbon intensity was determined in accordance with paragraph 75(1)(b), production processes that are different than those used to determine the approved carbon intensity of the fuel or material input;
- (b) in the case where the carbon intensity was determined in accordance with section 76, an actual carbon

Renseignements à fournir — article 79

84 Dans le cas où l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'article 79, la demande visée à l'article 80 contient les renseignements prévus aux articles 5 et 6 de l'annexe 8.

Approbation

85 (1) Le ministre approuve l'intensité en carbone faisant l'objet de la demande visée à l'article 80 s'il est convaincu que la détermination de cette intensité en carbone est fondée sur :

- a) des données et des résultats qui sont tous deux vérifiables;
- b) des calculs ne comportant aucune erreur qui atteinte les seuils d'importance relative quantitative visés à l'alinéa 150a);
- c) des processus unitaires, des paramètres de modélisation, des ensembles de données de référence et une méthode qui sont appropriés pour cette détermination et n'ont pas pour résultat de sous-estimer l'intensité en carbone;
- d) dans le cas de la détermination effectuée conformément aux articles 76 ou 77, une méthode conforme à la norme ISO 14040, à la norme ISO 14044 et aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;
- e) un avis sans réserve rendu conformément à l'alinéa 154a) ou un avis avec réserve rendu conformément à l'alinéa 154b), relativement à une demande visée à l'article 130.

Identifiant alphanumérique unique

(2) Dès qu'il approuve l'intensité en carbone, le ministre lui assigne un identifiant alphanumérique unique.

Fin de validité

86 (1) L'intensité en carbone approuvée pour un combustible à faible intensité en carbone ou un apport matériel cesse d'être valide si sont apportés aux procédés d'extraction ou de production des charges d'alimentation utilisées pour produire le combustible ou l'apport matériel ou aux procédés de production des changements qui ne sont pas conformes aux données d'entrée, aux facteurs d'émissions, aux ensembles de données de référence et à la méthode utilisés pour la détermination de l'intensité en carbone et qui auraient comme résultat :

- a) dans le cas de la détermination effectuée conformément à l'alinéa 75(1)b), des procédés de production différents de ceux utilisés pour déterminer l'intensité en carbone approuvée;

intensity of the fuel or material input — as specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) — that is greater than the approved carbon intensity by at least

(i) 1 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is less than 20 gCO₂e/MJ,

(ii) 5%, if the absolute value of the approved carbon intensity is between 20 and 100 gCO₂e/MJ, and

(iii) 5 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is greater than 100 gCO₂e/MJ; and

(c) in the case where the carbon intensity was approved for a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d), fuel production processes or conditions that are different than those indicated in the application made under subsection 80(1) for the approval of the carbon intensity.

Non-compliance with section 123

(2) The approved carbon intensity of a fuel or material input ceases to be valid if the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier who made the application for approval under subsection 80(1) fails to comply with the requirements set out in section 123.

Non-compliance with section 124

(3) The approved carbon intensity of a gaseous or liquid low-carbon-intensity fuel that was produced using a quantity of an eligible feedstock referred to in paragraph 46(1)(b) or (c) ceases to be valid if the registered creator or foreign supplier who made the application for approval under subsection 80(1) fails to comply with the requirements set out in section 124.

Non-compliance with specific quantification method

(4) The approved carbon intensity of a co-processed low-carbon-intensity fuel ceases to be valid if a registered creator or foreign supplier referred to in subsection 80(1) fails to comply with the applicable specific emission-reduction quantification method established under subsection 32(1).

Non-compliance with record requirements

(5) The approved carbon intensity of a low-carbon-intensity fuel or material input may be invalidated by the Minister if the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier who made the application for approval under subsection 80(1) fails to comply with any of the requirements set out in sections 166 and 168 in relation to the approved carbon intensity.

b) dans le cas de la détermination effectuée conformément à l'article 76, une intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), qui est supérieure à celle qui a été approuvée d'au moins :

(i) 1 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est inférieure à 20 gCO₂e/MJ,

(ii) 5 %, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est comprise entre 20 et 100 gCO₂e/MJ,

(iii) 5 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est supérieure à 100 gCO₂e/MJ;

c) dans le cas d'un projet mentionné à l'alinéa 30d), des procédés ou des conditions de production du combustible différents de ceux mentionnés dans la demande d'approbation de l'intensité en carbone visée au paragraphe 80(1).

Non-conformité — article 123

(2) L'intensité en carbone approuvée à l'égard d'un combustible ou d'un apport matériel cesse d'être valide si le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger qui présente la demande d'approbation visée au paragraphe 80(1) ne se conforme pas aux exigences de l'article 123.

Non-conformité — article 124

(3) L'intensité en carbone approuvée à l'égard d'un combustible à faible intensité en carbone liquide ou gazeux produit à partir d'une quantité d'une charge d'alimentation admissible visée aux alinéas 46(1)b) ou c) cesse d'être valide si le créateur enregistré ou le fournisseur étranger qui présente la demande d'approbation visée au paragraphe 80(1) ne se conforme pas aux exigences de l'article 124.

Non-conformité — méthode de quantification spécifique

(4) L'intensité en carbone approuvée à l'égard d'un combustible cotraité à faible intensité en carbone cesse d'être valide si le créateur enregistré ou le fournisseur étranger qui présente la demande d'approbation visée au paragraphe 80(1) ne se conforme pas à la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable établie au titre du paragraphe 32(1).

Non-conformité — exigences relatives aux renseignements

(5) L'intensité en carbone approuvée à l'égard d'un combustible à faible intensité en carbone ou d'un apport matériel peut être invalidée par le ministre si le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger qui présente la demande d'approbation visée au paragraphe 80(1) ne se conforme pas à l'une des exigences des articles 166 et 168 relatives à l'intensité en carbone approuvée.

End of validity — certain gases

(6) The approved carbon intensity of propane, liquefied natural gas or compressed natural gas determined in accordance with section 78 ceases to be valid if a change is made to the compression or liquefaction process for the fuel and that change is not consistent with the emission factors, input data, background data sets and methodology that were used to determine the carbon intensity and would result in an actual carbon intensity of the fuel — as specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) — that is greater than the approved carbon intensity by at least

- (a)** 1 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is less than 20 gCO₂e/MJ;
- (b)** 5%, if the absolute value of the approved carbon intensity is between 20 and 100 gCO₂e/MJ; and
- (c)** 5 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is greater than 100 gCO₂e/MJ.

End of validity — electricity

(7) The approved carbon intensity of electricity determined in accordance with section 79 ceases to be valid if a change is made to the source and quantity of electricity supplied to electric vehicles or facilities and that change would result in an actual carbon intensity of the electricity — as specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) — that is greater than the approved carbon intensity by at least

- (a)** 1 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is less than 20 gCO₂e/MJ;
- (b)** 5%, if the absolute value of the approved carbon intensity is between 20 and 100 gCO₂e/MJ; and
- (c)** 5 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is greater than 100 gCO₂e/MJ.

Transferred carbon intensity

(8) The approved carbon intensity of a fuel or material input ceases to be valid if the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier who made the application for the approval of that carbon intensity under subsection 80(1) has determined it by using a carbon intensity that ceases to be valid under any of subsections (1) to (7).

End of validity — December 31, 2025

(9) A carbon intensity determined in accordance with any of sections 76 to 79 that was approved by the Minister before July 1, 2024 ceases to be valid on December 31,

Fin de validité — certains gaz

(6) L'intensité en carbone approuvée à l'égard du propane, du gaz naturel comprimé ou du gaz naturel liquéfié déterminée conformément à l'article 78 cesse d'être valide si sont apportés au procédé de compression ou de liquéfaction du combustible des changements qui ne sont pas conformes aux données d'entrée, aux facteurs d'émissions, aux ensembles de données de référence et à la méthode utilisés pour la détermination de l'intensité en carbone et qui auraient comme résultat une intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) qui est supérieure à celle qui a été approuvée pour ce combustible d'au moins :

- a)** 1 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est inférieure à 20 gCO₂e/MJ;
- b)** 5 %, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est comprise entre 20 et 100 gCO₂e/MJ;
- c)** 5 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est supérieure à 100 gCO₂e/MJ.

Fin de validité — électricité

(7) L'intensité en carbone approuvée à l'égard de l'électricité et déterminée conformément à l'article 79 cesse d'être valide si sont apportés à la source et à la quantité d'électricité fournie aux véhicules électriques ou aux installations des changements qui auraient comme résultat une intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) qui est supérieure à celle qui a été approuvée d'au moins :

- a)** 1 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est inférieure à 20 gCO₂e/MJ;
- b)** 5 %, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est comprise entre 20 et 100 gCO₂e/MJ;
- c)** 5 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est supérieure à 100 gCO₂e/MJ.

Intensité en carbone transférée

(8) L'intensité en carbone approuvée à l'égard d'un combustible ou d'un apport matériel cesse d'être valide si le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger qui présente la demande d'approbation visée au paragraphe 80(1) a déterminé cette intensité en carbone en utilisant une intensité en carbone qui cesse d'être valide aux termes de l'un des paragraphes (1) à (7).

Fin de validité — 31 décembre 2025

(9) L'intensité en carbone déterminée conformément aux articles 76, 77, 78 ou 79 qui a été approuvée par le ministre avant le 1^{er} juillet 2024 cesse d'être valide le 31 décembre

2025. The registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier may, on or after July 1, 2024, submit a new application to the Minister for the approval of the carbon intensity under subsection 80(1).

New application

87 (1) A registered creator or foreign supplier may apply to replace a carbon intensity approved by the Minister under subsection 85(1) with the actual carbon intensity determined in accordance with section 76, 78 or 79, in the case where the actual carbon intensity — as specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) — is lower than the approved carbon intensity and the difference between the two intensities is at least

- (a) 1 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is less than 20 gCO₂e/MJ;
- (b) 5%, if the absolute value of the approved carbon intensity is between 20 and 100 gCO₂e/MJ; and
- (c) 5 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is greater than 100 gCO₂e/MJ.

New application — carbon-intensity contributor

(2) A carbon-intensity contributor may apply to replace a carbon intensity that has been approved by the Minister under subsection 85(1) with the actual carbon intensity determined in accordance with section 76 or 79 in the case where the actual carbon intensity — as specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) — is lower than the approved carbon intensity and the difference between the two intensities is at least

- (a) 1 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is less than 20 gCO₂e/MJ;
- (b) 5%, if the absolute value of the approved carbon intensity is between 20 and 100 gCO₂e/MJ; and
- (c) 5 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the approved carbon intensity is greater than 100 gCO₂e/MJ.

Adjustment of credits

88 (1) A registered creator may — in the first annual credit-creation report that they submit under section 120 or first credit-adjustment report that they submit under section 122 following the approval under subsection 85(1) of the carbon intensity of a fuel or energy source determined in accordance with section 76, 78 or 79 — request that compliance credits be created for the three compliance periods preceding the approval of the carbon intensity if

- (a) the carbon intensity indicated in that credit-creation report or that credit-adjustment report was determined in accordance with section 75 or was temporarily approved under subsection 91(4);

2025. À compter du 1^{er} juillet 2024, le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger peut présenter au ministre une nouvelle demande d'approbation de l'intensité en carbone au titre du paragraphe 80(1).

Nouvelle demande

87 (1) Le créateur enregistré ou le fournisseur étranger peut demander que l'intensité carbone réelle qu'il a déterminée conformément aux articles 76, 78 ou 79 remplace l'intensité carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) si l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) est inférieure à celle qui a été approuvée et si l'écart entre les deux intensités est d'au moins :

- a) 1 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est inférieure à 20 gCO₂e/MJ;
- b) 5 %, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est comprise entre 20 et 100 gCO₂e/MJ;
- c) 5 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est supérieure à 100 gCO₂e/MJ.

Contributeur à l'intensité en carbone

(2) Le contributeur à l'intensité en carbone peut demander que l'intensité carbone réelle qu'il a déterminée conformément aux articles 76 ou 79 remplace l'intensité carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) si l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) est inférieure à celle qui a été approuvée et si l'écart entre les deux intensités est d'au moins :

- a) 1 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est inférieure à 20 gCO₂e/MJ;
- b) 5 %, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est comprise entre 20 et 100 gCO₂e/MJ;
- c) 5 gCO₂e/MJ, si la valeur absolue de l'intensité en carbone approuvée est supérieure à 100 gCO₂e/MJ.

Ajustement des unités

88 (1) Le créateur enregistré peut, dans le premier rapport annuel sur la création d'unités de conformité qu'il transmet au ministre au titre de l'article 120 ou dans le premier rapport d'ajustement des unités de conformité qu'il transmet au ministre au titre de l'article 122 après l'approbation par le ministre, au titre du paragraphe 85(1), de l'intensité en carbone du combustible ou de la source d'énergie déterminée conformément aux articles 76, 78 ou 79, demander la création d'unités de conformité pour les trois périodes de conformité précédant l'approbation, si les conditions suivantes sont remplies :

- a) l'intensité en carbone qui figure dans le rapport annuel sur la création d'unités de conformité ou dans le

(b) the fuel for which the carbon intensity was approved under subsection 85(1) is produced from the same type of feedstock and in the same production process as the fuel or electricity used during the preceding compliance periods for which a credit adjustment is requested; and

(c) the carbon intensity that was approved under subsection 85(1) was determined in accordance with section 76, 78 or 79 after July 1, 2024.

Number of adjusted compliance credits

(2) The number of compliance credits that may be created by a registered creator under subsection (1) is equal to the difference between

(a) the maximum number of compliance credits that would be created for the three compliance periods preceding the approval of the carbon intensity using the information contained in the report that they submit under section 120 or 122 in respect of those compliance periods and using the carbon intensity that was determined in accordance with section 76, 78 or 79, as the case may be, and

(b) the total number of compliance credits that were created by the registered creator for the three compliance periods preceding the approval of the carbon intensity using the carbon intensity that was determined in accordance with section 75 or that was temporarily approved under subsection 91(4), as the case may be.

Adjustment — actual carbon intensity

89 A registered creator may — in the credit-adjustment report that they submit under subsection 122(1) — request that any compliance credits that were created for a compliance period using the carbon intensity that was determined in accordance with section 76 and approved under subsection 85(1) be adjusted based on the actual carbon intensity of the fuel as specified in the carbon-intensity-pathway report that they submit under subsection 123(1) for that compliance period.

Adjustment after June 30, 2024

90 (1) If an approved carbon intensity determined in accordance with section 76, 77, 78 or 79 ceases to be valid on December 31, 2025 through the operation of subsection 86(9) and the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier made, before September 30, 2025, a new application to the Minister under subsection 80(1) for approval of the carbon intensity, the registered creator may — in the first annual credit-creation

rapport d'ajustement des unités de conformité a été déterminée conformément à l'article 75 ou temporairement approuvée au titre du paragraphe 91(4);

b) le combustible dont l'intensité en carbone a été approuvée au titre du paragraphe 85(1) a été produit à partir du même type de charge d'alimentation et selon le même processus de production que le combustible ou l'électricité utilisés au cours des périodes de conformité précédentes pour lesquelles l'ajustement est demandé;

c) l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) a été déterminée conformément aux articles 76, 78 ou 79 après le 1^{er} juillet 2024.

Nombre d'unités de conformité

(2) Le nombre d'unités de conformité qui peuvent être créées par le créateur enregistré au titre du paragraphe (1) est égal à la différence entre :

a) d'une part, le nombre maximal d'unités de conformité qui seraient créées pour les trois périodes de conformité précédant l'approbation de l'intensité en carbone en utilisant les renseignements contenus dans le rapport transmis au titre des articles 120 ou 122 pour ces périodes de conformité et l'intensité en carbone du combustible déterminée conformément aux articles 76, 78 ou 79, selon le cas;

b) d'autre part, le nombre total d'unités de conformité qui peuvent être créées par le créateur enregistré pour les trois périodes de conformité précédant l'approbation de l'intensité en carbone en utilisant l'intensité en carbone déterminée conformément à l'article 75 ou temporairement approuvée au titre du paragraphe 91(4), selon le cas.

Ajustement selon l'intensité en carbone réelle

89 Le créateur enregistré peut, dans le rapport d'ajustement des unités de conformité qu'il transmet au titre du paragraphe 122(1), demander au ministre que les unités de conformité créées en utilisant l'intensité en carbone déterminée conformément à l'article 76 et approuvée au titre du paragraphe 85(1) soient ajustées selon l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis pour la période de conformité au titre du paragraphe 123(1).

Ajustement après le 30 juin 2024

90 (1) Si l'intensité en carbone déterminée conformément aux articles 76, 77, 78 ou 79 qui a été approuvée par le ministre cesse d'être valide le 31 décembre 2025 aux termes du paragraphe 86(9) et le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger, avant le 30 septembre 2025, présente au ministre une nouvelle demande d'approbation de l'intensité en carbone conformément au paragraphe 80(1), le créateur

report that they submit under section 120 or first credit-adjustment report that they submit under section 122 following the approval under subsection 85(1) of the carbon intensity — request that compliance credits be created for the period beginning on the day on which they became eligible to create compliance credits under subsection 25(2) or 25(3) or paragraph 31(2)(b) or 32(2)(d), as the case may be, and ending on the day on which the new application is approved by the Minister.

Number of adjusted compliance credits

(2) The number of compliance credits that may be created under subsection (1) is equal to the difference between

(a) the maximum number of compliance credits that would be created by the registered creator for the period referred to in subsection (1) using the information contained in the report that they submit under section 120 or 121 in respect of the compliance periods that fall within that period and using the carbon intensity that was determined in accordance with any of sections 76 to 79, as the case may be, and

(b) the total number of compliance credits that were created by the registered creator for the period referred to in subsection (1) using the carbon intensity that they used to create compliance credits before June 30, 2024.

Application for temporary approval

91 (1) A registered creator or foreign supplier who has data on the operation of a facility for a period of 3 or more consecutive months, but no more than 24 consecutive months, with respect to the activities referred to in the definition *carbon intensity* in subsection 1(1) may apply for temporary approval of a carbon intensity.

Determination of carbon intensity

(2) The carbon intensity is to be determined in accordance with section 76, 78 or 79, as the case may be, using the data for the period referred to in subsection (1) instead of the data for 24 consecutive months that is required by those sections.

Application

(3) The application must be made in accordance with sections 80 to 84.

Temporary approval

(4) The Minister must grant temporary approval of the carbon intensity if the Minister is satisfied that the determination of the carbon intensity is based on the factors set out in subsection 85(1).

enregistré peut, dans le premier rapport annuel sur la création d'unités de conformité qu'il transmet au titre de l'article 120 ou le premier rapport d'ajustement des unités de conformité qu'il transmet au titre de l'article 122 après l'approbation de cette intensité au titre du paragraphe 85(1), demander la création d'unités de conformité pour la période commençant à la date à laquelle il est devenu admissible à créer des unités de conformité au titre des paragraphes 25(2) ou (3) ou des alinéas 31(2)b) ou 32(2)d) et se terminant à la date de la nouvelle approbation par le ministre.

Nombre d'unités de conformité ajustées

(2) Le nombre d'unités de conformité qui peuvent être créées au titre du paragraphe (1) correspond à la différence entre :

a) d'une part, le nombre maximal d'unités de conformité qui seraient créées par le créateur enregistré au cours de la période visée au paragraphe (1) en utilisant les renseignements contenus dans les rapports transmis au titre des articles 120 ou 121 pour les périodes de conformité comprises dans cette période et l'intensité en carbone déterminée conformément aux articles 76, 77, 78 ou 79, selon le cas;

b) d'autre part, le nombre total d'unités de conformité créées par le créateur enregistré au cours de la période visée au paragraphe (1) en utilisant l'intensité en carbone utilisée par le créateur enregistré pour la création d'unités de conformité avant le 30 juin 2024.

Demande d'approbation temporaire

91 (1) Le créateur enregistré ou le fournisseur étranger qui possède des données d'exploitation d'une installation concernant les activités mentionnées à la définition de *intensité en carbone* au paragraphe 1(1) pour une période d'au moins trois mois consécutifs et d'au plus vingt-quatre mois consécutifs peut présenter au ministre une demande d'approbation temporaire d'une intensité en carbone.

Détermination de l'intensité en carbone

(2) L'intensité en carbone est déterminée conformément aux articles 76, 78 ou 79, selon le cas, sur la base des données concernant la période visée au paragraphe (1) et non celle de vingt-quatre mois consécutifs visée à ces articles.

Présentation de la demande

(3) La demande est présentée conformément aux articles 80 à 84.

Approbation temporaire

(4) Le ministre approuve temporairement l'intensité en carbone visée s'il est convaincu que la détermination en est fondée sur les critères prévus au paragraphe 85(1).

Unique alphanumeric identifier

(5) The Minister must assign a unique alphanumeric identifier to the temporarily approved carbon intensity.

Equivalent to approved carbon intensity

(6) The temporarily approved carbon intensity is to be treated as if it were approved under subsection 85(1) until

(a) the day that is 24 months after the day on which the temporary approval is granted, in the case where the registered creator or foreign supplier who applied for temporary approval has not applied for approval of that carbon intensity under section 80; or

(b) the day on which the Minister approves the carbon intensity under subsection 85(1), in any other case.

Period of validity

(7) The temporarily approved carbon intensity ceases to be valid on the day referred to in paragraph (6)(a) or (b), as the case may be, or on any earlier day on which there is a change to the extraction or production processes for the feedstock used to produce the fuel or to the fuel production processes and the change is not consistent with the emission factors, input data, background data sets or methodology that were used to determine the temporarily approved carbon intensity.

Registration of foreign supplier

92 (1) A foreign supplier may register as a foreign supplier with the Minister by submitting to the Minister a registration report that contains the following information:

(a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent;

(c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent; and

(d) with respect to each facility at which they produce low-carbon-intensity fuel,

(i) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the facility, and

(ii) the type of low-carbon-intensity fuel produced at the facility.

Identifiant alphanumérique unique

(5) Le ministre assigne un identifiant alphanumérique unique à l'intensité en carbone temporairement approuvée au titre du paragraphe (4).

Intensité en carbone considérée comme approuvée

(6) L'intensité en carbone temporairement approuvée doit être traitée comme si elle était approuvée au titre du paragraphe 85(1) jusqu'à la date suivante :

a) la date qui tombe vingt-quatre mois après la date d'approbation temporaire, dans le cas où le créateur enregistré ou le fournisseur étranger qui a demandé l'approbation temporaire de l'intensité en carbone n'a pas présenté de demande d'approbation au titre de l'article 80 pour cette intensité en carbone;

b) la date à laquelle le ministre approuve l'intensité en carbone au titre du paragraphe 85(1), dans tout autre cas.

Période de validité

(7) L'intensité en carbone approuvée temporairement cesse d'être valide à la date visée aux alinéas (6)a) ou b), selon le cas, ou à la date antérieure à laquelle sont apportés aux procédés d'extraction ou de production des charges d'alimentation utilisées pour produire le combustible ou aux procédés de production du combustible des changements qui ne sont pas conformes aux données d'entrée, aux facteurs d'émissions ou aux ensembles de données de référence.

Enregistrement du fournisseur étranger

92 (1) Le fournisseur étranger peut s'enregistrer à ce titre auprès du ministre en transmettant à celui-ci un rapport d'enregistrement comportant les renseignements suivants :

a) ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé;

d) à l'égard de chaque installation où il produit des combustibles à faible intensité en carbone :

(i) ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale,

(ii) le type de combustible à faible intensité en carbone qui est produit.

Pre-condition for application

(2) A foreign supplier may make an application referred to in subsection 80(1), 81(1) or 91(1) only if they are registered as a foreign supplier with the Minister.

Registration — carbon-intensity contributor

93 (1) A carbon-intensity contributor may register as a carbon-intensity contributor with the Minister by submitting to the Minister a registration report that contains the following information:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent;
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent; and
- (d)** with respect to each facility at which renewable natural gas, renewable propane, electricity, biogas or hydrogen is produced,
 - (i)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the facility, and
 - (ii)** the type of fuel, energy source or material input produced at the facility.

Pre-condition for application

(2) A carbon-intensity contributor may make an application referred to in subsection 80(1), 81(1) or 91(1) only if they are registered as a carbon-intensity contributor with the Minister.

Low-Carbon-Intensity Fuels

Liquid class

94 (1) A person who, during a compliance period, produces in Canada or imports into Canada a quantity of liquid low-carbon-intensity fuel that displaces, or was sold to displace, the use of a quantity of fuel in the liquid class may create provisional compliance credits in respect of the liquid class for the compliance period.

Condition préalable à la demande

(2) Le fournisseur étranger ne peut présenter une demande au titre des paragraphes 80(1), 81(1) ou 91(1) que s'il s'enregistre à ce titre auprès du ministre.

Contributeur à l'intensité en carbone — enregistrement

93 (1) Le contributeur à l'intensité en carbone peut s'enregistrer à ce titre auprès du ministre en transmettant à celui-ci un rapport d'enregistrement comportant les renseignements suivants :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé;
- d)** les renseignements ci-après sur chaque installation où du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable, de l'électricité, du biogaz ou de l'hydrogène est produit :
 - (i)** ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale,
 - (ii)** le type de combustible, de source d'énergie ou d'apport matériel qui y est produit.

Condition préalable à la demande

(2) Le contributeur à l'intensité en carbone ne peut présenter une demande au titre des paragraphes 80(1), 81(1) ou 91(1) que s'il s'enregistre à ce titre auprès du ministre.

Combustibles à faible intensité en carbone

Catégorie des combustibles liquides

94 (1) La personne qui, au cours d'une période de conformité, produit ou importe au Canada un volume de combustible à faible intensité en carbone liquide qui remplace ou a été vendu pour remplacer un volume de tout combustible de la catégorie des combustibles liquides peut créer des unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles liquides pour cette période de conformité.

Number of compliance credits

(2) The number of compliance credits that the person may create for a compliance period in respect of the liquid low-carbon-intensity fuel is determined by the formula

$$CI_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff} is the difference between the reference carbon intensity for the liquid class, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1, and the carbon intensity of the low-carbon-intensity fuel that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a), the carbon intensity approved under subsection 85(1) or the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;

Q is, subject to subsection 45(1), the volume of the low-carbon-intensity fuel that the person produced in Canada using an eligible feedstock or imported into Canada during the compliance period that is used or sold for use in Canada as neat fuel or as part of a blend, expressed in cubic metres; and

D is, at the election of the person, the energy density of the low-carbon-intensity fuel as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Gaseous class

95 (1) A person who, during a compliance period, produces in Canada or imports into Canada a quantity of low-carbon-intensity fuel that is biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen and that displaces, or was sold to displace, the use of a volume of fuel in the gaseous class may create provisional compliance credits in respect of the gaseous class for the compliance period.

Excluded gases

(2) A person must not create provisional compliance credits under subsection (1) for a compliance period by producing or importing

- (a) biogas that is converted into renewable natural gas;
- (b) biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen for which provisional compliance credits were created by the carrying out of an emission-reduction project referred to in section 30;
- (c) biogas for which provisional compliance credits were created under section 96; or

Nombre d'unités de conformité

(2) Le nombre d'unités de conformité que la personne peut créer pour la période de conformité est déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff} représente la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, et, d'autre part, l'intensité en carbone du combustible à faible intensité en carbone, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a), l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

Q sous réserve du paragraphe 45(1), le volume du combustible à faible intensité en carbone en cause produit à partir de charges d'alimentation admissibles ou importé au Canada par la personne au cours de la période de conformité et qui est utilisé ou vendu pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange, exprimé en mètres cubes;

D la densité énergétique du combustible à faible intensité en carbone prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix de la personne.

Catégorie des combustibles gazeux

95 (1) La personne qui, au cours d'une période de conformité donnée, produit ou importe au Canada une quantité de combustible à faible intensité en carbone qui est du biogaz, du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène et qui remplace ou a été vendu pour remplacer un volume de combustible de la catégorie des combustibles gazeux peut créer des unités de conformité provisoires pour la catégorie des combustibles gazeux pour cette période de conformité.

Gaz exclus

(2) Aucune unité de conformité provisoire ne peut être créée au titre du paragraphe (1) pour la période de conformité par la production ou l'importation des combustibles suivants :

- a) le biogaz converti en gaz naturel renouvelable;
- b) le biogaz, le gaz naturel renouvelable, le propane renouvelable ou l'hydrogène pour lesquels des unités de conformité provisoires ont été créées par la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'article 30;

(d) renewable propane, renewable natural gas or hydrogen for which provisional compliance credits were created under section 100 or 104.

Exception — biogas used in equipment

(3) A person must not create provisional compliance credits under subsection (1) for a compliance period in respect of the use of biogas in equipment that produces electricity unless the amount determined by the following formula is greater than 0.7:

$$(E_{\text{total}} + H) \div (Q \times D)$$

where

- E_{total}** is the total quantity of electricity produced by the equipment, expressed in megajoules;
- H** is the heat energy produced by the equipment and used or sold, expressed in megajoules;
- Q** is the quantity of the biogas used in the equipment, expressed in cubic metres; and
- D** is, at the election of the person, the energy density of the biogas as set out in item 1, column 2, of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162.

Number of compliance credits

(4) The number of compliance credits that the person may create for a compliance period in respect of a particular fuel is determined by the formula

$$CI_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff} is

(a) in the case of biogas, renewable natural gas or hydrogen, the difference between the reference carbon intensity of biogas, renewable natural gas and hydrogen, as set out in item 2, column 2, of Schedule 1, and the carbon intensity that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a), the carbon intensity approved under subsection 85(1) or the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be, and

(b) in the case of renewable propane, the difference between the reference carbon intensity of renewable propane, as set out in item 3, column 2, of Schedule 1, and the carbon intensity that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a), the carbon intensity approved under subsection 85(1) or the actual carbon intensity specified in the

c) le biogaz pour lequel des unités de conformité provisoires ont été créées au titre de l'article 96;

d) le gaz naturel renouvelable, le propane renouvelable ou l'hydrogène pour lesquels des unités de conformité provisoires ont été créées au titre des articles 100 ou 104.

Exception — biogaz utilisé dans un équipement

(3) Aucune unité de conformité provisoire ne peut être créée au titre du paragraphe (1) pour la période de conformité dans le cas de biogaz utilisé dans un équipement de production d'électricité, sauf si le résultat de la formule ci-après est supérieur à 0,7 :

$$(E_{\text{totale}} + C) \div (Q \times D)$$

où :

- E_{totale}** représente la quantité d'électricité totale produite par l'équipement, exprimée en mégajoules;
- C** l'énergie thermique produite par l'équipement et utilisée ou vendue, exprimée en mégajoules;
- Q** la quantité du biogaz utilisée dans l'équipement, exprimée comme un volume en mètres cubes;
- D** la densité énergétique du biogaz prévue à l'article 1 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles ou mesurée conformément à l'article 162, au choix de la personne.

Nombre d'unités de conformité

(4) Le nombre d'unités de conformité que la personne peut créer pour la période de conformité pour un combustible donné est déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff} représente :

a) dans le cas du biogaz, du gaz naturel renouvelable ou de l'hydrogène, la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de référence du biogaz, du gaz naturel renouvelable et de l'hydrogène prévue à l'article 2 de l'annexe 1, dans la colonne 2, et, d'autre part, l'intensité en carbone du biogaz, du gaz naturel renouvelable ou de l'hydrogène, selon le cas, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a), l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

b) dans le cas du propane renouvelable, la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de référence du propane renouvelable prévue à l'article 3 de l'annexe 1, dans la colonne 2, et, d'autre part, l'intensité

carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;

- Q** is, subject to subsection 45(1), the quantity of the biogas — other than biogas referred to in paragraph (2)(a) or (2)(c) — or renewable natural gas, renewable propane or hydrogen — other than renewable natural gas, renewable propane or hydrogen referred to in paragraph (2)(d) — that was produced using an eligible feedstock in Canada or imported into Canada by the person during the compliance period and that is used or sold for use in Canada as neat fuel or as part of a blend, expressed in cubic metres in the case of biogas, renewable natural gas or renewable propane and in kilograms in the case of hydrogen; and
- D** is, at the election of the person, the energy density of the biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen as set out in column 2 of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or, in the case of biogas, as measured in accordance with section 162.

Biogas used to produce electricity

96 (1) A person who, during a compliance period, produces in Canada a quantity of biogas that is used in equipment to produce electricity and that displaces the use in Canada of a volume of fuel in the gaseous class in accordance with paragraph 20(b) or (c) may create provisional compliance credits in respect of the gaseous class for the compliance period.

Electricity produced from biogas

(2) The carbon intensity of the electricity that the person produces by using biogas in equipment is determined by the formula

$$CI_{\text{biogas}} \times (Q \times D) \div E_{\text{total}}$$

where

- CI_{biogas}** is the carbon intensity of the biogas that is used to produce electricity and that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a), the carbon intensity approved under subsection 85(1) or the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;
- Q** is, subject to subsection 45(1), the quantity of the biogas that is produced using an eligible feedstock and used in the equipment and determined in accordance with the Specifications for Fuel

en carbone du propane renouvelable, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1) a), l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

- Q** sous réserve du paragraphe 45(1), la quantité de biogaz — à l'exclusion du biogaz visé aux alinéas (2)a) et c) — ou de gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène — à l'exclusion du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène visés à l'alinéa (2)d) — produit à partir de charges d'alimentation admissibles ou importé au Canada par la personne au cours de la période de conformité qui est utilisé ou vendu pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange, exprimée comme un volume en mètres cubes, dans le cas du biogaz, du gaz naturel renouvelable et du propane renouvelable, et en kilogrammes, dans le cas de l'hydrogène;
- D** la densité énergétique du biogaz, du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou prévue par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles ou, dans le cas du biogaz, mesurée conformément à l'article 162, au choix de la personne.

Biogaz utilisé pour produire de l'électricité

96 (1) La personne qui, au cours d'une période de conformité, produit au Canada une quantité de biogaz qui est utilisée dans un équipement pour produire de l'électricité et qui remplace au Canada un volume de tout combustible de la catégorie des combustibles gazeux conformément aux alinéas 20b) ou c) peut créer des unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles gazeux pour cette période de conformité.

Électricité produite à partir du biogaz

(2) L'intensité en carbone de l'électricité que la personne produit à partir du biogaz utilisé dans l'équipement de production d'électricité est déterminée selon la formule suivante :

$$IC_{\text{biogaz}} \times (Q \times D) \div E_{\text{totale}}$$

où :

- IC_{biogaz}** représente l'intensité en carbone du biogaz utilisé pour produire de l'électricité, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a), l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;
- Q** sous réserve du paragraphe 45(1), la quantité du biogaz produite à partir de charges d'alimentation

LCA Model CI Calculations, expressed in cubic metres;

D is, at the election of the person, the energy density of the biogas as set out in item 1, column 2, of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162; and

E_{total} is the total quantity of electricity produced by the equipment from the biogas, expressed in megajoules.

Number of compliance credits

(3) The number of compliance credits that a person may create under subsection (1) for a compliance period is determined by the formula

$$CI_{diff} \times E \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff} is the difference between the carbon intensity of electricity for the province in which the equipment used to produce the electricity is located, as determined in accordance with subsection (4), and the carbon intensity of the electricity produced from biogas, as determined in accordance with subsection (2); and

E is the quantity of electricity that is produced, expressed in megajoules.

Carbon intensity — province

(4) The carbon intensity of electricity for the province in which the equipment that uses biogas to produce electricity is located is the lesser of the following amounts:

- (a)** the amount set out for that province in section 9 of Schedule 6;
- (b)** the amount set out for that province in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations; and
- (c)** 96 g/MJ.

Multiple feedstocks

97 (1) A low-carbon-intensity fuel that is produced using more than one type of feedstock is considered to be multiple fuels for the purposes of paragraph 30(d) and sections 94 to 96, 100 and 104 and the quantity of each type of fuel is equal to the proportion of the low-carbon-intensity fuel that is produced using each type of feedstock.

Determination of proportion

(2) The registered creator must determine the proportion of a low-carbon-intensity fuel that is produced using each

admissibles, utilisée dans l'équipement et déterminée conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, exprimée comme un volume en mètres cubes;

D la densité énergétique du biogaz prévue à l'article 1 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles ou mesurée conformément à l'article 162, au choix de la personne;

E_{totale} la quantité d'électricité totale produite à partir du biogaz par l'équipement, exprimée en mégajoules.

Nombre d'unités de conformité

(3) Le nombre d'unités de conformité que peut créer la personne visée au paragraphe (1) pour la période de conformité est déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{diff} \times E \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff} représente la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de l'électricité pour la province où est situé l'équipement de production d'électricité, déterminée conformément au paragraphe (4), et, d'autre part, l'intensité en carbone de l'électricité produite à partir du biogaz, déterminée conformément au paragraphe (2);

E la quantité d'électricité produite, exprimée en mégajoules.

Intensité en carbone — province

(4) L'intensité en carbone de l'électricité dans la province où est situé l'équipement de production d'électricité utilisant du biogaz est la moindre des intensités suivantes :

- a)** celle qui est prévue pour cette province à l'article 9 de l'annexe 6;
- b)** celle qui est prévue pour cette province par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;
- c)** 96 g/MJ.

Multiples charges d'alimentation

97 (1) Pour l'application de l'alinéa 30d) et des articles 94 à 96, 100 et 104, le combustible à faible intensité en carbone produit à partir de plusieurs types de charges d'alimentation est considéré comme plusieurs combustibles, la quantité de chacun correspondant à la proportion de combustible à faible intensité en carbone produit à partir de chaque type de charges d'alimentation.

Détermination de la proportion

(2) Le créateur enregistré détermine la proportion de combustible à faible intensité en carbone produit à partir

type of feedstock in accordance with the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Co-processed low-carbon-intensity fuel

(3) The registered creator must determine the proportion of a co-processed low-carbon-intensity fuel that is produced using each type of feedstock in accordance with the applicable specific emission-reduction quantification method established under subsection 32(1).

Fuel or Other Energy Source for Vehicles

Gas for vehicles

98 (1) The owner or operator of a fuelling station who, during a compliance period, displaces the use of a fuel in the liquid class by supplying propane, compressed natural gas or liquefied natural gas for use in Canada as a fuel for a vehicle may create provisional compliance credits in respect of the liquid class for the compliance period.

Number of compliance credits

(2) The number of compliance credits that an owner or operator may create under subsection (1) for a compliance period is determined by the formula

$$CI_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff} is the difference between

(a) the reference carbon intensity for the liquid class, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1, and

(b) the carbon intensity of the propane, compressed natural gas or liquefied natural gas that is determined in accordance with subsection 75(6), that is approved under subsection 85(1) or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;

Q is the difference between

(a) the total quantity of the fuel that contains propane, compressed natural gas or liquefied natural gas that is supplied for use as a fuel for a vehicle, as measured by a meter,

(i) expressed in cubic metres of fuel in the liquid state, in the case of fuel that contains propane,

(ii) expressed in cubic metres, in the case of fuel that contains compressed natural gas, and

de chaque type de charge d'alimentation conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

Combustible cotraité à faible intensité en carbone

(3) Le créateur enregistré détermine la proportion de combustible cotraité à faible intensité en carbone produit à partir de chaque type de charge d'alimentation conformément à la méthode de quantification spécifique des réductions des émissions applicable établie au titre du paragraphe 32(1).

Combustibles ou autres sources d'énergie pour les véhicules

Gaz pour véhicules

98 (1) Le propriétaire ou l'exploitant d'une station de ravitaillement qui, au cours d'une période de conformité remplace l'utilisation d'un combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation de propane, de gaz naturel comprimé ou de gaz naturel liquéfié qu'il fournit pour utilisation comme combustible dans un véhicule au Canada peut créer des unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles liquides pour cette période de conformité.

Nombre d'unités de conformité

(2) Le nombre d'unités de conformité que le propriétaire ou l'exploitant peut créer au titre du paragraphe (1) pour la période de conformité est déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff} représente la différence entre :

a) d'une part, l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2;

b) d'autre part, l'intensité en carbone du propane, du gaz naturel comprimé ou du gaz naturel liquéfié déterminée conformément au paragraphe 75(6) ou approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

Q la différence entre :

a) d'une part, la quantité totale de combustible qui contient du propane, du gaz naturel comprimé ou du gaz naturel liquéfié et qui est fournie pour utilisation comme combustible dans un véhicule, mesurée par un compteur et exprimée :

(i) dans le cas de combustible contenant du propane, en mètres cubes de combustible à l'état liquide,

(iii) expressed in kilograms, in the case fuel that contains liquefied natural gas; and

(b) the quantity of the following, as determined from the supporting documents referred to in subsection 99(2):

(i) renewable propane or co-processed low-carbon-intensity propane supplied for use as a fuel for a vehicle, expressed in cubic metres of fuel in the liquid state, if the fuel that is supplied contains propane, renewable propane or co-processed low-carbon-intensity propane, and

(ii) renewable natural gas supplied for use as a fuel for a vehicle, expressed in cubic metres, if the fuel that is supplied contains compressed natural gas, or

(iii) renewable natural gas supplied for use as a fuel for a vehicle, expressed in kilograms, if the fuel that is supplied contains liquefied natural gas; and

D is, at the election of the owner or operator, the energy density of the propane, compressed natural gas or liquefied natural gas, as the case may be, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Renewable gaseous fuel

99 (1) The owner or operator of a fuelling station who, during a compliance period, displaces the use of a fuel in the liquid class by supplying low-carbon-intensity fuel that is renewable propane, co-processed low-carbon intensity propane, compressed renewable natural gas or liquefied renewable natural gas for use in Canada as a fuel for a vehicle must not create provisional compliance credits in respect of the liquid class for the compliance period unless they possess the supporting documents that are referred to in subsection (2).

Supporting documents

(2) The supporting documents must

(a) establish that the fuel was physically supplied to the fuelling station or was supplied to the fuelling station by means of a contractual agreement;

(ii) dans le cas de combustible contenant du gaz naturel comprimé, en mètres cubes,

(iii) dans le cas de combustible contenant du gaz naturel liquéfié, en kilogrammes;

b) d'autre part :

(i) dans le cas de combustible contenant du propane, du propane renouvelable ou du propane cotraité à faible intensité en carbone, la quantité de propane renouvelable ou de propane cotraité à faible intensité en carbone fournie pour utilisation comme combustible dans un véhicule, exprimée en mètres cubes de combustible à l'état liquide et déterminée au moyen des pièces justificatives visées au paragraphe 99(2),

(ii) dans le cas de combustible contenant du gaz naturel comprimé, la quantité de gaz naturel renouvelable fournie pour utilisation comme combustible dans un véhicule, exprimée en mètres cubes et déterminée au moyen des pièces justificatives visées au paragraphe 99(2),

(iii) dans le cas de combustible contenant du gaz naturel liquéfié, la quantité de gaz naturel renouvelable fournie pour utilisation comme combustible dans un véhicule, exprimée en kilogrammes et déterminée au moyen des pièces justificatives visées au paragraphe 99(2);

D la densité énergétique du propane, du gaz naturel comprimé ou du gaz naturel liquéfié, selon le cas, prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du propriétaire ou de l'exploitant.

Combustibles gazeux renouvelables

99 (1) Le propriétaire ou l'exploitant d'une station de ravitaillement qui, au cours d'une période de conformité, remplace l'utilisation d'un combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation d'un combustible à faible intensité en carbone — qu'il fournit — qui est du propane renouvelable, du propane cotraité à faible intensité en carbone, du gaz naturel renouvelable comprimé ou du gaz naturel renouvelable liquéfié pour utilisation comme combustible dans un véhicule au Canada ne peut créer des unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles liquides pour cette période de conformité que s'il possède les pièces justificatives visées au paragraphe (2).

Pièces justificatives

(2) Les pièces justificatives doivent, à la fois :

a) démontrer que le combustible en cause a été fourni à la station de ravitaillement physiquement ou au moyen d'un contrat;

(b) indicate the quantity of the fuel that was produced, subject to subsection 45(1), using eligible feedstock that was supplied to the fuelling station by the producer of the fuel during the compliance period and indicate the name of the person from whom the fuel was purchased;

(c) if the carbon intensity of the fuel has been approved by the Minister under subsection 85(1), indicate that carbon intensity and the alphanumeric identifier assigned to that carbon intensity under subsection 85(2);

(d) if the carbon intensity of the fuel has not been approved by the Minister under subsection 85(1), indicate the name of the producer of the fuel, their civic address, postal address, telephone number and, if any, their email address and the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of the facility at which the fuel was produced; and

(e) if the fuel was supplied by means of a contractual agreement, establish that there is a physical connection between the fuelling station and the producer of the fuel and that the quantity of the fuel supplied to vehicles at the fuelling station during the compliance period does not exceed the quantity of the fuel produced by the producer of the fuel and injected in a pipeline during the compliance period.

Number of compliance credits

(3) The number of compliance credits that the owner or operator of a fuelling station that supplies a low-carbon-intensity fuel that is compressed renewable natural gas or liquefied renewable natural gas may create for a compliance period is determined by the formula

$$(CI_{diff1} + CI_{diff2}) \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff1} is the difference between

(a) the reference carbon intensity for the liquid class, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1, and

(b) the carbon intensity of the compressed renewable natural gas or liquefied renewable natural gas that is determined in accordance with subsection 75(6), that is approved under subsection 85(1) or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;

CI_{diff2} is the difference between

(a) the carbon intensity of natural gas that is determined in accordance with subsection 75(6), and

(b) the reference carbon intensity of renewable natural gas, as set out in item 2, column 2, of Schedule 1;

b) sous réserve du paragraphe 45(1), indiquer la quantité de combustible produit à partir de charges d'alimentation admissibles qui est fourni à la station de ravitaillement par le producteur du combustible en cause au cours de la période de conformité et le nom de la personne de qui ce combustible a été acheté;

c) si l'intensité en carbone du combustible a été approuvée par le ministre au titre du paragraphe 85(1), indiquer cette intensité en carbone, ainsi que l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2);

d) si l'intensité carbone du combustible n'a pas été approuvée par le ministre au titre du paragraphe 85(1), indiquer le nom du producteur du combustible, ses adresses municipales et postale, son numéro de téléphone et, le cas échéant, son adresse électronique, ainsi que les nom, les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, l'adresse municipale de l'installation où le combustible a été produit;

e) si le combustible a été fourni au moyen d'un contrat, démontrer qu'il existe un lien physique entre la station de ravitaillement et le producteur du combustible et que la quantité de combustible fournie aux véhicules à la station de ravitaillement au cours de la période de conformité n'est pas supérieure à la quantité de combustible produite par le producteur et injectée dans un pipeline au cours de la période de conformité.

Nombre d'unités de conformité

(3) Le nombre d'unités de conformité que le propriétaire ou l'exploitant d'une station de ravitaillement qui fournit du combustible à faible intensité en carbone qui est du gaz naturel renouvelable comprimé ou du gaz naturel renouvelable liquéfié peut créer au titre du paragraphe (1) pour la période de conformité est déterminé selon la formule suivante :

$$(IC_{diff1} + IC_{diff2}) \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff1} représente la différence entre :

a) d'une part, l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2;

b) d'autre part, l'intensité en carbone du gaz naturel renouvelable comprimé ou du gaz naturel renouvelable liquéfié déterminée conformément au paragraphe 75(6) ou approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

IC_{diff2} la différence entre :

a) d'une part, l'intensité en carbone du gaz naturel, déterminée conformément au paragraphe 75(6);

- Q** is, subject to subsection 45(1), the quantity of the renewable natural gas supplied to the vehicles, expressed in cubic metres in the case of compressed renewable natural gas or in kilograms in the case of liquefied renewable natural gas, as determined from the supporting documents referred to in subsection (2); and
- D** is, at the election of the owner or operator, the energy density of renewable natural gas as set out in item 2, column 2, of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Renewable propane

(4) The number of compliance credits that the owner or operator of a fuelling station that supplies a low-carbon-intensity fuel that is renewable propane or co-processed low-carbon intensity propane may create for a compliance period is determined by the formula

$$(CI_{diff1} + CI_{diff2}) \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff1} is the difference between

- (a) the reference carbon intensity for the liquid class, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1, and
- (b) the carbon intensity of the propane that is determined in accordance with subsection 75(6), that is approved under subsection 85(1) or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;

CI_{diff2} is the difference between

- (a) the carbon intensity of propane, as determined in accordance with subsection 75(6), and
- (b) the reference carbon intensity of renewable propane, as set out in item 3, column 2, of Schedule 1;

- Q** is, subject to subsection 45(1), the quantity of the renewable propane or co-processed low-carbon intensity propane supplied to the vehicles, expressed in cubic metres of fuel in the liquid state, as determined from the supporting documents referred to in subsection (2); and
- D** is, at the election of the owner or operator, the energy density of renewable propane as set out in item 7, column 2, of Schedule 2 or in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

b) d'autre part, l'intensité en carbone de référence du gaz naturel renouvelable prévue à l'article 2 de l'annexe 1, dans la colonne 2;

- Q** sous réserve du paragraphe 45(1), la quantité de gaz naturel renouvelable fournie aux véhicules, exprimée en mètres cubes pour le gaz naturel renouvelable comprimé et en kilogrammes pour le gaz naturel renouvelable liquéfié et déterminée au moyen des pièces justificatives visées au paragraphe (2);
- D** la densité énergétique du gaz naturel renouvelable prévue à l'article 2 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du propriétaire ou de l'exploitant.

Propane renouvelable

(4) Le nombre d'unités de conformité que peut créer le propriétaire ou l'exploitant d'une station de ravitaillement qui fournit du combustible à faible intensité en carbone qui est du propane renouvelable ou du propane cotraité à faible intensité en carbone pour la période de conformité est déterminé selon la formule suivante :

$$(IC_{diff1} + IC_{diff2}) \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff1} représente la différence entre :

- (a) d'une part, l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2;
- (b) d'autre part, l'intensité en carbone du propane qui est déterminée conformément au paragraphe 75(6) ou approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1), selon le cas;

IC_{diff2} la différence entre :

- (a) d'une part, l'intensité en carbone du propane, déterminée conformément au paragraphe 75(6);
- (b) d'autre part, l'intensité en carbone de référence du propane renouvelable prévue à l'article 3 de l'annexe 1, dans la colonne 2;

- Q** sous réserve du paragraphe 45(1), la quantité de propane renouvelable ou de propane cotraité à faible intensité en carbone fournie aux véhicules, exprimée en mètres cubes de combustible à l'état liquide et déterminée au moyen des pièces justificatives visées au paragraphe (2);
- D** la densité énergétique du propane renouvelable prévue à l'article 7 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du propriétaire ou de l'exploitant.

Creator — producer or importer

100 (1) A person who, during a compliance period, displaces the use of a fuel in the liquid class by producing in Canada or importing into Canada, a quantity of low-carbon-intensity fuel that is renewable propane or renewable natural gas for use in Canada as a fuel for a vehicle must not create provisional compliance credits in respect of the liquid class for the compliance period unless they possess supporting documents that

- (a) establish that the fuel was physically supplied to a fuelling station or supplied to the fuelling station by means of a contractual agreement;
- (b) indicate the name of the owner or operator of the fuelling station;
- (c) indicate the quantity of the fuel that was supplied to the fuelling station during the compliance period;
- (d) establish that the quantity of the fuel that was supplied by the producer to the fuelling station and used to create compliance credits during the compliance period does not exceed the quantity of the fuel that was supplied to vehicles at the fuelling station during the compliance period; and
- (e) if the fuel was supplied to the fuelling station by means of a contractual agreement, establish that there is a physical connection between the fuelling station and the producer of the fuel.

Number of compliance credits

(2) The number of compliance credits that the person referred to in subsection (1) may create for a compliance period in respect of a particular fuel is determined by the formula

$$CI_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff} is

- (a) in the case of renewable natural gas, the difference between the reference carbon intensity of renewable natural gas, as set out in item 2, column 2, of Schedule 1, and the carbon intensity of the renewable natural gas that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a), the carbon intensity approved under subsection 85(1) or the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be, and

Créateur — producteur ou importateur

100 (1) La personne qui, au cours d'une période de conformité, remplace l'utilisation d'un combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation d'une quantité — qu'elle produit ou importe au Canada — de combustible à faible intensité en carbone qui est du propane renouvelable ou du gaz naturel renouvelable pour utilisation comme combustible dans un véhicule au Canada ne peut créer des unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles liquides pour cette période de conformité, que si elle possède les pièces justificatives nécessaires qui, à la fois :

- a) démontrent que le combustible en cause a été fourni physiquement ou au moyen d'un contrat à une station de ravitaillement;
- b) indiquent le nom du propriétaire ou de l'exploitant de la station de ravitaillement;
- c) indiquent la quantité de combustible fourni à la station de ravitaillement pendant la période de conformité;
- d) démontrent que la quantité de combustible fourni par le producteur à la station de ravitaillement pour créer les unités de conformité pendant la période de conformité n'est pas supérieure à la quantité de combustible fournie aux véhicules à la station de ravitaillement pendant la période de conformité;
- e) si le combustible en cause a été fourni au moyen d'un contrat, démontrent qu'il existe un lien physique entre la station de ravitaillement et le producteur du combustible.

Nombre d'unités de conformité

(2) Le nombre d'unités de conformité que la personne visée au paragraphe (1) peut créer pour la période de conformité pour le combustible en cause est déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff} représente :

- a) dans le cas du gaz naturel renouvelable, la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de référence du gaz naturel renouvelable prévue à l'article 2 de l'annexe 1, dans la colonne 2, et, d'autre part, l'intensité en carbone du gaz naturel renouvelable, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a), l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

(b) in the case of renewable propane, the difference between the reference carbon intensity of renewable propane, as set out in item 3, column 2, of Schedule 1, and the carbon intensity of the renewable propane that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a), the carbon intensity approved under subsection 85(1) or the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;

- Q** is, subject to subsection 45(1), the quantity of the fuel supplied to the fuelling station, expressed in cubic metres, as determined from the supporting documents referred to in subsection (1); and
- D** is, at the election of the person, the energy density of the fuel as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Electricity — charging-site host

101 (1) A charging-site host may, for a compliance period, create provisional compliance credits in respect of the liquid class by displacing, during the compliance period, the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class with the use in Canada of electricity as an energy source for an electric vehicle of a class that is listed in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, if the electricity is supplied to that electric vehicle by a charging station other than any charging station referred to in subsection 102(1).

Number of compliance credits

(2) The number of compliance credits that the charging-site host may create under subsection (1) for a compliance period by supplying electricity of a particular carbon intensity to electric vehicles is determined by the formula

$$CI_{diff} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff} is the difference between the reference carbon intensity for the liquid class for the compliance period, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1 and adjusted by the energy efficiency ratio of the electric vehicles, and the carbon intensity of the electricity used by those electric vehicles, as determined by the formula

$$(R_{ee} \times CI_{ref}) - CI_e$$

(b) dans le cas du propane renouvelable, la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de référence du propane renouvelable prévue à l'article 3 de l'annexe 1, dans la colonne 2, et, d'autre part, l'intensité en carbone du propane renouvelable, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1) a), l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

- Q** sous réserve du paragraphe 45(1), la quantité du combustible en cause fournie à la station de ravitaillement, exprimée en mètres cubes et déterminée au moyen des pièces justificatives visées au paragraphe (1);
- D** la densité énergétique du combustible en cause prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix de la personne.

Électricité — hôtes d'une station de recharge

101 (1) L'hôte d'une station de recharge peut, pour une période de conformité, créer des unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles liquides en remplaçant, au cours de la période de conformité, l'utilisation au Canada d'un volume de combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation au Canada d'électricité comme source d'énergie dans un véhicule électrique d'une catégorie mentionnée dans les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles si l'électricité est fournie à ce véhicule électrique par une borne de recharge autre que celles visées au paragraphe 102(1).

Nombre d'unités de conformité

(2) Le nombre d'unités de conformité que l'hôte d'une station de recharge peut créer au titre du paragraphe (1) pour la période de conformité, par la fourniture d'électricité d'une intensité en carbone donnée à des véhicules électriques, est déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{diff} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff} représente la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour la période de conformité, après ajustement au moyen du rapport d'efficacité énergétique des véhicules électriques en cause et, d'autre part, l'intensité en carbone de l'électricité utilisée par ces véhicules électriques et déterminée selon la formule suivante :

$$(R_{ee} \times IC_{ref}) - IC_e$$

where

R_{ee} is

(a) if the electricity is supplied by a charging station that is not accessible to electric marine vessels,

(i) in the case of light-duty electric vehicles, at the election of the registered creator, the energy efficiency ratio on the January 1 of the compliance period for the light-duty class of electric vehicles, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, or an energy efficiency ratio of 2.5, or

(ii) in the case of any other class of electric vehicles, at the election of the registered creator, the energy efficiency ratio on the January 1 of the compliance period for the class of the electric vehicles, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, or an energy efficiency ratio of 2.5,

(b) if the electricity is supplied by a charging station that is accessible to electric marine vessels, at the election of the registered creator, the energy efficiency ratio on the January 1 of the compliance period for the class of the electric vehicles, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, or an energy efficiency ratio of 2.5, or

(c) if the electricity is supplied by a charging station that is accessible to more than one class of electric vehicles and it is not possible to differentiate between the quantity of electricity supplied to each class of electric vehicles, the energy efficiency ratio that is the lesser of the energy efficiency ratios determined under paragraph (a) and (b),

CI_{ref} is the reference carbon intensity for the liquid class for the compliance period, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1, and

CI_e is the carbon intensity of the electricity supplied to the electric vehicles that is determined in accordance with subsection 75(7), that is approved under subsection 85(1) or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;

Q is the quantity of electricity supplied to the electric vehicles, expressed in kilowatt-hours, as measured by charging stations other than those referred to in subsection 102(1), subject to any measurement accuracy or load test tolerances for charging stations that are indicated in the document entitled *Specifications, Tolerances, and Other Technical Requirements for Weighing and Measuring Devices*,

où :

R_{ee} représente :

a) dans le cas de l'électricité fournie par des bornes de recharge inaccessibles aux navires électriques :

(i) s'agissant des véhicules électriques légers, au choix du créateur enregistré, le rapport d'efficacité énergétique égal à 2,5 ou le rapport d'efficacité énergétique prévu au 1^{er} janvier de la période de conformité pour cette catégorie de véhicules électriques par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles,

(ii) s'agissant des autres véhicules électriques, au choix du créateur enregistré le rapport d'efficacité énergétique égal à 2,5 ou le rapport d'efficacité énergétique pour ces catégories de véhicules électriques prévu au 1^{er} janvier de la période de conformité par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

b) dans le cas de l'électricité fournie par des bornes de recharge accessibles aux navires électriques, au choix du créateur enregistré le rapport d'efficacité énergétique égal à 2,5 ou le rapport d'efficacité énergétique prévu au 1^{er} janvier de la période de conformité pour la catégorie de véhicules électriques par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

c) dans le cas de l'électricité fournie par des bornes de recharge accessibles à plus d'une catégorie de véhicules électriques, s'il n'est pas possible d'établir la quantité d'électricité fournie à chaque catégorie, le rapport d'efficacité énergétique obtenu en application des alinéas a) ou b), selon celui qui est le plus petit;

IC_{ref} l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour la période de conformité;

IC_e l'intensité en carbone de l'électricité fournie aux véhicules électriques déterminée conformément au paragraphe 75(7), approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

Q la quantité d'électricité fournie aux véhicules électriques, exprimée en kilowattheures et mesurée par les bornes de recharge autres que celles visées au paragraphe 102(1) conformément à la précision des mesures ou aux essais de tolérances de charge électrique prévus pour les bornes de recharge dans le

published by the United States National Institute of Standards and Technology; and

D is 3.6 megajoules per kilowatt-hour.

Electricity – charging-network operator

102 (1) A charging-network operator may, for a compliance period, create provisional compliance credits in respect of the liquid class by displacing, during the compliance period, the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class with the use in Canada of electricity as an energy source for an electric vehicle of a class that is listed in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, if

(a) the compliance period begins on or before January 1, 2035 and the electricity is supplied to that electric vehicle by a charging station that is owned and intended primarily for use by the occupants of a private dwelling-place and that is installed on or before December 31, 2030; or

(b) the electricity is supplied to that electric vehicle by a charging station that is intended primarily for use by the public and whose location is indicated on the website or mobile application of the charging-network operator.

Number of compliance credits

(2) The number of compliance credits that the charging-network operator may create under subsection (1) for a compliance period by supplying electricity of a particular carbon intensity is determined by the formula

$$CI_{diff} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff} is the difference between the reference carbon intensity for the liquid class for the compliance period, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1 and adjusted by the energy efficiency ratio of the electric vehicles, and the carbon intensity of the electricity used by those vehicles, as determined by the formula

$$(R_{ee} \times CI_{ref}) - CI_e$$

where

R_{ee} is, at the election of the registered creator, the energy efficiency ratio for the light-duty class of the electric vehicles, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations on the January 1 of the compliance period, or an energy efficiency ratio of 2.5,

document intitulé *Specifications, Tolerances, and Other Technical Requirements for Weighing and Measuring Devices*, publié par le National Institute of Standards and Technology des États-Unis;

D 3,6 mégajoules par kilowattheure.

Électricité – exploitants d'un réseau de recharge

102 (1) L'exploitant d'un réseau de recharge peut, pour une période de conformité, créer des unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles liquides en remplaçant, au cours de la période de conformité, l'utilisation au Canada d'un volume de combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation au Canada d'électricité comme source d'énergie dans un véhicule électrique d'une catégorie mentionnée dans les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles si, selon le cas :

a) l'électricité est fournie au véhicule électrique par une borne de recharge dont sont propriétaires les occupants d'un logement privé et qui est destinée principalement à être utilisée par eux, la borne de recharge est installée au plus tard le 31 décembre 2030 et la période de conformité commence au plus tard le 1^{er} janvier 2035;

b) l'électricité est fournie à ce véhicule électrique par une borne de recharge destinée principalement à être utilisée par le public et dont l'emplacement est indiqué sur le site Web ou l'application mobile de l'exploitant d'un réseau de recharge.

Nombre d'unités de conformité

(2) Le nombre d'unités de conformité que l'exploitant d'un réseau de recharge peut créer au titre du paragraphe (1) pour la période de conformité, par la fourniture d'électricité d'une intensité en carbone donnée, est déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{diff} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

où :

IC_{diff} représente la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour la période de conformité, après ajustement au moyen du rapport d'efficacité énergétique des véhicules électriques en cause et, d'autre part, l'intensité en carbone de l'électricité utilisée par ces véhicules déterminée selon la formule suivante :

$$(R_{ee} \times IC_{ref}) - IC_e$$

où :

R_{ee} représente, au choix du créateur enregistré, le rapport d'efficacité énergétique égal à 2,5 ou le rapport d'efficacité énergétique prévu au

- CI_{ref}** is the reference carbon intensity for the liquid class for the compliance period, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1, and
- CI_e** is the carbon intensity of the electricity supplied to the electric vehicles that is determined in accordance with subsection 75(7), that is approved under subsection 85(1) or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1), as the case may be;
- Q** is the quantity of electricity supplied to the electric vehicles, expressed in kilowatt-hours, as measured by the charging stations referred to in subsection (1), subject to any measurement accuracy or load test tolerances for charging stations that are indicated in the document entitled *Specifications, Tolerances, and Other Technical Requirements for Weighing and Measuring Devices*, published by the United States National Institute of Standards and Technology; and
- D** is 3.6 megajoules per kilowatt-hour.

Use of revenue — electric vehicles

103 (1) A charging-network operator referred to in subsection 102(1), or a person with whom they have entered into an agreement under section 21, must not create compliance credits under section 102 during a compliance period unless all of the revenue that they receive from the transfer of compliance credits created under that section during all previous compliance periods is used within the time limit set out in subsection (3) for the purpose of carrying out, in Canada, either of the following activities:

- (a) expanding electric vehicle charging infrastructure, including charging stations and electricity distribution infrastructure that supports electric vehicle charging, whether intended primarily for use by the occupants of a private dwelling-place or the public; or
- (b) reducing the cost of electric vehicle ownership through financial incentives to purchase or operate an electric vehicle.

Allocation to activities

(2) The charging-network operator or person may, at their discretion, allocate the use of those revenues to either or both of those activities.

- 1^{er} janvier de la période de conformité pour la catégorie des véhicules électriques légers par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles,
- IC_{ref}** l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, pour la période de conformité,
- IC_e** l'intensité en carbone de l'électricité fournie aux véhicules électriques déterminée conformément au paragraphe 75(7) ou approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;
- Q** la quantité d'électricité fournie aux véhicules électriques, exprimée en kilowattheures et mesurée par les bornes de recharge visées au paragraphe (1) conformément à la précision des mesures ou aux essais de tolérances de charge électrique prévus pour les bornes de recharge dans le document intitulé *Specifications, Tolerances, and Other Technical Requirements for Weighing and Measuring Devices*, publié par le National Institute of Standards and Technology des États-Unis;
- D** 3,6 mégajoules par kilowattheure.

Utilisation des revenus — véhicules électriques

103 (1) L'exploitant d'un réseau de recharge ou la personne avec laquelle il a conclu un accord au titre de l'article 21 ne peuvent créer des unités de conformité conformément à l'article 102 au cours de la période de conformité que si tous les revenus qu'ils ont tiré des cessions des unités de conformité créées conformément à cet article au cours de toutes les périodes de conformité antérieures ont été utilisés dans le délai prévu au paragraphe (3) à l'appui d'une des activités ci-après qui est menée au Canada :

- (a) l'expansion des infrastructures de recharge des véhicules électriques, notamment les bornes de recharge et les infrastructures de distribution d'électricité appuyant la recharge de véhicules électriques, destinées principalement à être utilisées par les occupants d'un logement privé ou par le public;
- (b) la réduction des coûts de propriété des véhicules électriques par des incitatifs financiers à l'achat ou à l'utilisation de véhicules électriques.

Affectation aux activités

(2) L'exploitant d'un réseau de recharge ou la personne peuvent, à leur discrétion, affecter l'utilisation des revenus à l'appui de l'une ou l'autre de ces activités ou des deux.

Period for use

(3) The revenues received by the charging-network operator or person, from the transfer of a compliance credit, must be used no later than the second anniversary of the end of the compliance period during which the compliance credit is transferred.

Cancellation of credits

(4) The Minister must cancel an equivalent number of compliance credits to the number of compliance credits that were transferred if the revenue from that transfer is not used in accordance with subsection (1).

Insufficient number of credits

(5) If the number of compliance credits that must be cancelled under subsection (4) is greater than the number of compliance credits in the account of the charging-network operator or person, the Minister must send a notice to them indicating the number of compliance credits that are missing.

Obligation to replace credits

(6) The charging-network operator or person must, within 90 days after the day on which the notice referred to in subsection (5) is sent, ensure that the number of compliance credits in the same account is equivalent to the number of compliance credits that are missing.

Notice to Minister

(7) The charging-network operator or person must, when their account contains the equivalent number of compliance credits required under subsection (6) and within the time limit set out in that subsection, send a notice to the Minister indicating that their account contains that equivalent number of compliance credits.

Cancellation of compliance credits

(8) On receipt of the notice referred to in subsection (7), the Minister must cancel the equivalent number of compliance credits that are indicated.

Hydrogen

104 (1) The owner or operator of a hydrogen fuelling station may, for a compliance period, create provisional compliance credits in respect of the liquid class by displacing, during the compliance period, the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class with the use in Canada of hydrogen, either as

(a) an energy source for a hydrogen fuel cell vehicle of a class that is listed in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations; or

(b) a fuel for a vehicle, other than a hydrogen fuel cell vehicle, of a class that is listed in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

Période d'utilisation

(3) Les revenus tirés des cessions des unités de conformité sont utilisés au plus tard au deuxième anniversaire de la fin de la période de conformité au cours de laquelle l'exploitant d'un réseau de recharge ou la personne les ont cédées.

Annulation des unités

(4) Si les revenus tirés des cessions n'ont pas été utilisés conformément au paragraphe (1), le ministre annule un nombre d'unités de conformité équivalent au nombre d'unités de conformité cédées.

Nombre insuffisant d'unités

(5) Si le nombre d'unités de conformité à annuler est supérieur au nombre d'unités de conformité qui sont inscrites au compte de l'exploitant d'un réseau de recharge ou de la personne, le ministre l'en avise en indiquant le nombre d'unités de conformité manquantes.

Obligation de remplacer les unités

(6) Dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date d'envoi de l'avis prévu au paragraphe (5), l'exploitant d'un réseau de recharge ou la personne veillent à ce qu'un nombre d'unités de conformité équivalent au nombre d'unités de conformité manquantes figure dans le même compte.

Avis au ministre

(7) Lorsque figure à son compte le nombre équivalent d'unités de conformité exigé au paragraphe (6) et dans le délai prévu à ce paragraphe, l'exploitant d'un réseau de recharge ou la personne avisent le ministre que ce nombre d'unités de conformité se trouve dans leur compte.

Annulation des unités de conformité

(8) Dès la réception de l'avis prévu au paragraphe (7), le ministre annule le nombre d'unités de conformité mentionné dans l'avis.

Hydrogène

104 (1) Le propriétaire ou l'exploitant de stations de ravitaillement en hydrogène peut, pour une période de conformité, créer des unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles liquides en remplaçant, au cours de la période de conformité, l'utilisation au Canada d'un volume de combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation au Canada d'hydrogène :

a) soit comme source d'énergie dans un véhicule à pile à hydrogène d'une catégorie mentionnée dans les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

b) soit comme combustible à faible intensité en carbone dans un véhicule — autre qu'un véhicule à pile à

Number of compliance credits

(2) The number of compliance credits that the owner or operator may create under subsection (1) for a compliance period by supplying hydrogen of a particular carbon intensity to vehicles is determined by the formula

$$CI_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^{-6}$$

where

CI_{diff} is the difference between the reference carbon intensity for the liquid class, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1 and adjusted by the energy efficiency ratio of the vehicles, and the carbon intensity of the hydrogen used by those vehicles, as determined by the formula

$$(R_{\text{ee}} \times CI_{\text{ref}}) - CI_{\text{h}}$$

where

R_{ee} is

(a) in the case of the use referred to in paragraph (1)(a), at the election of the owner or operator, 1.5 or the energy efficiency ratio for the class of the hydrogen fuel cell vehicles, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, and

(b) in the case of the use referred to in paragraph (1)(b), at the election of the owner or operator, 0.9 or the energy efficiency ratio for the class of vehicles other than hydrogen fuel cell vehicles, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations,

CI_{ref} is the reference carbon intensity for the liquid class, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1, and

CI_{h} is the carbon intensity of the hydrogen supplied to the vehicles that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a), the carbon intensity determined in accordance with paragraph 75(1)(b) or subsection 75(6), the carbon intensity that is approved under subsection 85(1) or the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1);

Q is, subject to subsection 45(1), the quantity of the hydrogen of the particular carbon intensity that is produced using an eligible feedstock and supplied to the vehicles, as measured by a meter and expressed in kilograms; and

D is, at the election of the owner or operator, the energy density of the hydrogen, as set out in item 4,

hydrogène — d'une catégorie mentionnée dans les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

Nombre d'unités de conformité provisoires

(2) Le nombre d'unités de conformité que le propriétaire ou l'exploitant peut créer pour la période de conformité au titre du paragraphe (1) par la fourniture d'hydrogène d'une intensité en carbone donnée, est déterminé selon la formule suivante :

$$IC_{\text{diff}} \times (Q \times D) \times 10^6$$

où :

IC_{diff} représente la différence entre, d'une part, l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, après ajustement au moyen du rapport d'efficacité énergétique des véhicules en cause et, d'autre part, l'intensité en carbone de l'hydrogène utilisé par ces véhicules déterminée selon la formule suivante :

$$(R_{\text{ee}} \times IC_{\text{ref}}) - IC_{\text{h}}$$

où :

R_{ee} représente :

(a) dans le cas de l'utilisation visée à l'alinéa (1) a), au choix du propriétaire ou de l'exploitant, le rapport d'efficacité énergétique égal à 1,5 ou le rapport d'efficacité énergétique pour la catégorie des véhicules à pile à hydrogène prévu par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles,

(b) dans le cas de l'utilisation visée à l'alinéa (1) b), au choix du propriétaire ou de l'exploitant, le rapport d'efficacité énergétique égal à 0,9 ou le rapport d'efficacité énergétique pour les catégories de véhicules autres que les véhicules à pile à hydrogène prévus par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

IC_{ref} l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2;

IC_{h} l'intensité en carbone de l'hydrogène fournie aux véhicules, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a), l'intensité en carbone déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) ou au paragraphe 75(6) ou approuvée au titre du paragraphe 85(1) ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1), selon le cas;

Q sous réserve du paragraphe 45(1), la quantité d'hydrogène de l'intensité en carbone donnée qui est

column 2, of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

produit à partir de charges d'alimentation admissibles et fournie aux véhicules, mesurée par un compteur et exprimée en kilogrammes;

- D** la densité énergétique de l'hydrogène prévue à l'article 4 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du propriétaire ou de l'exploitant.

Compliance-Credit Transfer System

General

Participating registered creator

105 (1) A registered creator who is not a registered primary supplier becomes a participant in the compliance-credit transfer system as of the first day on which they create a provisional compliance credit.

Participating primary supplier

(2) A primary supplier becomes a participant in the compliance-credit transfer system as of the day on which they register as a primary supplier under subsection 10(1).

Eligibility to transfer credits

106 (1) Only a participant may transfer a compliance credit and the transfer must be to another participant.

Transfer request

(2) A participant who wishes to transfer any compliance credits to another participant must submit a transfer request to the Minister that is signed by their authorized agent and contains the following information:

- (a)** the name, civic address and postal address of the transferor;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the transferor's authorized agent;
- (c)** the name, civic address and postal address of the transferee;
- (d)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the transferee's authorized agent; and
- (e)** with respect to any compliance credits that are to be transferred, an indication of
 - (i)** their number,
 - (ii)** their specific type,

Mécanisme de cession des unités de conformité

Règles générales

Créateur enregistré participant

105 (1) Le créateur enregistré qui n'est pas un fournisseur principal auquel le paragraphe (2) s'applique devient un participant au mécanisme de cession des unités de conformité à compter du premier jour où il crée des unités de conformité provisoires.

Fournisseur principal participant

(2) Le fournisseur principal devient un participant au mécanisme de cession des unités de conformité à compter de la date de son enregistrement à ce titre conformément au paragraphe 10(1).

Admissibilité à céder des unités

106 (1) Seul un participant peut céder des unités de conformité et ce, uniquement à un autre participant.

Demande de cession

(2) Le participant qui souhaite céder des unités de conformité transmet au ministre une demande de cession signée par son agent autorisé et comportant les renseignements suivants :

- a)** les nom et adresses municipale et postale du cédant;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de l'agent autorisé du cédant;
- c)** les nom et adresses municipale et postale du cessionnaire;
- d)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de l'agent autorisé du cessionnaire;
- e)** à l'égard des unités de conformité cédées :
 - (i)** leur nombre,
 - (ii)** leur type,
 - (iii)** l'année de leur création,

- (iii)** the year in which they were created,
- (iv)** the price, if any, to be paid to the transferor by the transferee for each compliance credit, and
- (v)** the volume and carbon intensity of the fuel used to create the compliance credits.

Types of compliance credits

(3) The specific types of compliance credits are the following:

(a) compliance credits in respect of the liquid class that are created under paragraph 19(1)(a)

(i) by carrying out a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d) that results in the production of a co-processed low-carbon-intensity fuel that is a gasoline replacement referred to in subsection 6(1),

(ii) by carrying out a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d) that results in the production of a co-processed low-carbon-intensity fuel that is a diesel replacement referred to in subsection 7(1),

(iii) by carrying out a CO₂e-emission-reduction project using a generic emission-reduction quantification method established under subsection 31(1), or

(iv) by carrying out a CO₂e-emission-reduction project described in section 30, other than one described in subparagraphs (i) to (iii);

(b) compliance credits in respect of the liquid class that are created under paragraph 19(1)(b)

(i) by importing a gasoline replacement referred to in subsection 6(1),

(ii) by importing a diesel replacement referred to in subsection 7(1), or

(iii) by importing any other liquid low-carbon-intensity fuel;

(c) compliance credits in respect of the liquid class that are created under paragraph 19(1)(c)

(i) by producing a gasoline replacement referred to in subsection 6(1),

(ii) by producing a diesel replacement referred to in subsection 7(1), or

(iii) by producing any other liquid low-carbon-intensity fuel;

(iv) le prix payé au cédant par le cessionnaire pour chacune, le cas échéant,

(v) le volume et l'intensité en carbone du combustible utilisé pour créer les unités de conformité.

Types d'unités de conformité

(3) Les types d'unités de conformité sont les suivants :

a) s'agissant des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides créées au titre de l'alinéa 19(1)a) :

(i) celles qui ont été créées par la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'alinéa 30d) par la production d'un volume de combustible cotraité à faible intensité en carbone qui est un substitut de l'essence visé au paragraphe 6(1);

(ii) celles qui ont été créées dans le cadre de la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'alinéa 30d) par la production d'un volume de combustible cotraité à faible intensité en carbone qui est un substitut du diesel visé au paragraphe 7(1);

(iii) celles qui ont été créées dans le cadre de la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e, par l'utilisation de la méthode de quantification générique des réductions des émissions établie au titre du paragraphe 31(1),

(iv) celles qui ont été créées dans le cadre de la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'article 30, à l'exception des projets visés aux sous-alinéas (i) à (iii),

b) s'agissant des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides créées au titre de l'alinéa 19(1)b) :

(i) celles qui ont été créées par l'importation d'un substitut de l'essence visé au paragraphe 6(1),

(ii) celles qui ont été créées par l'importation d'un substitut de diesel visé au paragraphe 7(1),

(iii) celles qui ont été créées par l'importation de tout autre combustible à faible intensité en carbone liquide;

c) s'agissant des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides créées au titre de l'alinéa 19(1)c) :

(i) celles qui ont été créées par la production d'un substitut de l'essence de remplacement visé au paragraphe 6(1),

(d) compliance credits in respect of the liquid class that are created under paragraph 19(1)(d);

(e) compliance credits in respect of the gaseous class that are created under paragraph 20(a) by carrying out a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d);

(f) compliance credits in respect of the gaseous class that are created under paragraph 20(b) by importing a gaseous low-carbon-intensity fuel; and

(g) compliance credits in respect of the gaseous class that are created under paragraph 20(c) by producing a gaseous low-carbon-intensity fuel.

Confirmation by transferee

(4) The authorized agent of the transferee must sign the transfer request to confirm that the information is accurate and that the transferee accepts the transfer of the compliance credits.

Transfer of credits

(5) If the transfer request submitted to the Minister meets the requirements of subsections (2) to (4), the compliance credits described in the request must be withdrawn from the transferor's account opened under paragraph 28(a) or (b), as the case may be, and deposited into the account of the transferee that was opened under the same paragraph.

Exception — registered creator

(6) However, a participant must not transfer any compliance credit to a registered creator who is not a primary supplier and who

(a) has entered into an agreement under section 21 at any time during the ongoing compliance period or the two compliance periods that ended most recently if

(i) the registered creator is no longer a party to that agreement, and

(ii) the registered creator's registration report, as updated in accordance with section 26, does not indicate that they are carrying out any of the activities referred to in subsection 19(1) or section 20; or

(b) has not created compliance credits for the two compliance periods that ended most recently.

(ii) celles qui ont été créées par la production d'un substitut du diesel visé au paragraphe 7(1),

(iii) celles qui ont été créées par la production de tout autre combustible à faible intensité en carbone liquide;

d) les unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides créées au titre de l'alinéa 19(1)d);

e) les unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux créées au titre de l'alinéa 20a) dans le cadre de la réalisation d'un projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'alinéa 30d);

f) les unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux créées au titre de l'alinéa 20b) par l'importation de combustible à faible intensité en carbone gazeux;

g) les unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux créées au titre de l'alinéa 20c) par la production de combustible à faible intensité en carbone gazeux.

Confirmation du cessionnaire

(4) L'agent autorisé du cessionnaire signe la demande pour confirmer l'exactitude des renseignements et l'acceptation de la cession par le cessionnaire.

Cession des unités

(5) Si la demande de cession transmise au ministre satisfait aux exigences des paragraphes (2) à (4), les unités de conformité mentionnées dans la demande sont retirées du compte du cédant ouvert au titre des alinéas 28a) ou b), selon le cas, et inscrites au compte du cessionnaire ouvert au titre du même alinéa.

Exception — créateur enregistré

(6) Toutefois, aucune unité de conformité ne peut être cédée au créateur enregistré qui n'est pas un fournisseur principal et qui, selon le cas :

a) a conclu un accord de création au titre de l'article 21 pendant la période de conformité en cours ou les deux dernières périodes de conformité ayant expiré si, à la fois :

(i) il n'est plus partie à un tel accord,

(ii) son rapport d'enregistrement modifié conformément à l'article 26 ne mentionne pas qu'il exerce l'une des activités visées au paragraphe 19(1) ou à l'article 20;

b) n'a pas créé d'unités de conformité pour les deux dernières périodes de conformité ayant expiré.

Fair market value

107 The price paid for the transfer of a compliance credit that is created under subsection 102(1) must not be less than its fair market value.

Transfer of Compliance Credits

Transfer on creation

108 (1) A registered creator who has created provisional compliance credits under paragraph 19(1)(b) or (c) or 20(b) or (c) by producing in Canada or importing into Canada a quantity of low-carbon-intensity fuel must not transfer those provisional compliance credits to a participant who is purchasing that low-carbon-intensity fuel unless the registered creator and the transferee submit a transfer request to the Minister that is signed by the authorized agent of the registered creator as well as the authorized agent of the transferee and contains the information referred to in subsection (2).

Request to transfer — form

(2) The registered creator must indicate in the transfer request their intention to have the compliance credits that have been deposited into their account under subsection 24(1) or (2) immediately transferred to the transferee and must include the following information in the transfer request:

- (a)** the name, civic address and postal address of the registered creator;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the registered creator's authorized agent;
- (c)** the name, civic address and postal address of the transferee;
- (d)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the transferee's authorized agent;
- (e)** the type of low-carbon-intensity fuel used to create the compliance credits;
- (f)** the carbon intensity of the low-carbon-intensity fuel used to create the compliance credits and any alphanumeric identifier assigned to it; and
- (g)** the compliance period to which the transfer relates.

Immediate transfer

109 After the Minister receives the transfer request, any compliance credits deposited by the Minister during the compliance period referred to in paragraph 108(2)(g) into the registered creator's account opened under paragraph 28(a) or (b), as the case may be, must be immediately

Juste valeur marchande

107 Le prix des unités de conformité visées au paragraphe 102(1) qui sont cédées ne doit pas être inférieur à leur juste valeur marchande.

Cession à la création des unités de conformité

Cession à la création

108 (1) Le créateur enregistré qui a créé des unités de conformité provisoires au titre des alinéas 19(1)(b) ou c) ou 20(b) ou c) par la production ou l'importation au Canada d'une quantité de combustible à faible intensité en carbone ne peut céder ses unités de conformité provisoires au participant qui achète le combustible, que si le créateur enregistré et le cessionnaire transmettent au ministre une demande de cession à la création, signée par l'agent autorisé du créateur enregistré et par celui du cessionnaire, et qui contient les renseignements prévus au paragraphe (2).

Demande de cession à la création

(2) Le créateur enregistré et le cessionnaire indiquent dans la demande leur intention de procéder à la cession dès l'inscription des unités de conformité au compte du créateur enregistré, conformément aux paragraphes 24(1) ou (2), ainsi que les renseignements suivants :

- a)** les nom et adresses municipale et postale du créateur enregistré;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de l'agent autorisé du créateur enregistré;
- c)** les nom et adresses municipale et postale du cessionnaire;
- d)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de l'agent autorisé du cessionnaire;
- e)** le type de combustible à faible intensité en carbone utilisé pour créer les unités de conformité;
- f)** l'intensité en carbone du combustible et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique qui lui a été assigné;
- g)** la période de conformité pour laquelle la demande est présentée.

Transfert immédiat

109 Après la réception de la demande par le ministre et jusqu'à la fin de la période de conformité mentionnée à l'alinéa 108(2)g), toute unité de conformité que le ministre inscrit dans le compte du créateur enregistré ouvert au titre des alinéas 28a) ou b), selon le cas, est immédiatement

withdrawn from that account and deposited into the transferee's account opened under the same paragraph.

Compliance-Credit Clearance Mechanism

Pledging credits to mechanism

110 (1) A participant may, in a report submitted under subsection 126(1) or 127(1), pledge to offer to transfer through the compliance-credit clearance mechanism any compliance credits that

- (a) are in an account that was opened under paragraph 28(a);
- (b) were created as provisional compliance credits on or before the last day of the compliance period to which the report relates; and
- (c) are not suspended under section 158.

Restriction

(2) During the period beginning on the day on which a report referred to in subsection (1) is submitted and ending on the following October 31 or, if a notice is sent in accordance with subsection 111(1), ending on the day on which that notice is sent, a participant must not use a compliance credit that a participant has pledged to offer to transfer and must not transfer that compliance credit except through the compliance-credit clearance mechanism.

No clearance mechanism

111 (1) If the compliance reports submitted under subsection 127(1) for a compliance period indicate that all primary suppliers have satisfied the total reduction requirements, the Minister must, before the following August 31, send a notice to each participant who has pledged to offer to transfer compliance credits under subsection 110(1) that informs them that there will be no compliance-credit clearance mechanism for that compliance period.

No pledge to transfer credits

(2) If no participant pledges, in a report submitted under subsection 126(1) or 127(1) for a compliance period, to offer to transfer a compliance credit through the compliance-credit clearance mechanism, the Minister must, before the following August 31, send a notice to each primary supplier who has not satisfied the total reduction requirement that informs them that there will be no compliance-credit clearance mechanism for that compliance period.

Notice to participants

(3) If subsections (1) and (2) do not apply, the Minister must, before the August 31 that follows the end of the

retirée du compte et est inscrite au compte du cessionnaire ouvert au titre du même alinéa.

Marché de compensation des unités de conformité

Engagement de cession sur le marché

110 (1) Tout participant peut, dans le rapport transmis au titre des paragraphes 126(1) ou 127(1), s'engager à offrir en cession, sur le marché de compensation des unités de conformité, les unités de conformité qui, à la fois :

- a) figurent au compte ouvert au titre de l'alinéa 28a);
- b) ont été créées comme unités de conformité provisoires au plus tard le dernier jour de la période de conformité en cause;
- c) n'ont pas été suspendues au titre de l'article 158.

Limite

(2) À compter de la date de transmission du rapport visé au paragraphe (1) et jusqu'au 31 octobre qui suit ou, le cas échéant, jusqu'à la date à laquelle l'avis prévu au paragraphe 111(1) est transmis, le participant qui s'est engagé à offrir en cession des unités de conformité ne peut utiliser ces unités et ne peut les céder que sur le marché de compensation des unités de conformité.

Absence de marché de compensation

111 (1) Si les rapports de conformité transmis au titre du paragraphe 127(1) pour la période de conformité indiquent que tous les fournisseurs principaux ont satisfait à l'exigence de réduction totale, le ministre transmet, avant le 31 août qui suit, un avis à chaque participant qui s'est engagé à offrir en cession des unités de conformité au titre du paragraphe 110(1) pour les informer de l'absence de marché de compensation des unités de conformité pour la période de conformité.

Absence d'engagement

(2) Si aucun participant ne s'est engagé, dans le rapport transmis au titre des paragraphes 126(1) ou 127(1) pour la période de conformité, à offrir en cession des unités de conformité sur le marché de compensation des unités de conformité, le ministre transmet, avant le 31 août qui suit, un avis à chaque fournisseur principal qui n'a pas satisfait à l'exigence de réduction totale, pour les informer de l'absence de marché de compensation des unités de conformité pour la période de conformité.

Avis aux participants

(3) Si les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas, le ministre transmet, avant le 31 août suivant la fin de la

compliance period, send a notice to each participant who has pledged to offer to transfer compliance credits under subsection 110(1) and to each primary supplier who has not yet satisfied the total reduction requirement that informs them that a compliance-credit clearance mechanism will take place for that compliance period. The notice must include the following information:

- (a) the total number of compliance credits for all participants in respect of which a pledge to offer to transfer has been made under subsection 110(1);
- (b) the names of all participants who have pledged to offer to transfer compliance credits under subsection 110(1); and
- (c) the value of the total reduction requirement that has not been satisfied by all primary suppliers.

Transfer through clearance mechanism

112 (1) A participant must not transfer any compliance credits through the compliance-credit clearance mechanism to a primary supplier unless the transfer request referred to in subsection 106(2) has been submitted to the Minister, along with a compliance report under subsection 127(1) indicating that the primary supplier has not satisfied the total reduction requirement for the compliance period to which the report relates by using all their compliance credits in accordance with subsection 13(1), (2) or (4). The transfer of compliance credits to that primary supplier must occur during the period beginning on the August 31 that follows the end of that compliance period and ending on the following October 31.

Acquisition of compliance credits by primary supplier

(2) A primary supplier who has submitted a report under subsection 127(1) indicating that they have not satisfied the total reduction requirement for the compliance period to which the report relates by using all their compliance credits in accordance with subsection 13(1), (2) or (4) must acquire, by transfer through the compliance-credit clearance mechanism, the number of compliance credits determined in accordance with subsection (5) for that compliance period.

Maximum price

(3) A participant who has pledged to offer to transfer a compliance credit must accept an offer to acquire the compliance credit by transfer through the compliance-credit clearance mechanism if the compliance credit is in their account and the price offered for the transfer is equal to or less than the amount determined by the formula

$$\$300 \times (\text{CPI}_A \div \text{CPI}_B)$$

where

CPI_A is the average Consumer Price Index for the calendar year to which the compliance period relates, as

période de conformité, un avis à chaque participant qui s'est engagé à offrir en cession des unités de conformité au titre du paragraphe 110(1) et à chaque fournisseur principal n'ayant pas satisfait à l'exigence de réduction totale, pour les informer qu'il y aura un marché de compensation des unités de conformité pour la période de conformité. L'avis contient les renseignements suivants :

- a) le nombre total d'unités de conformité de tous les participants qui font l'objet d'un engagement au titre du paragraphe 110(1);
- b) le nom des participants qui se sont engagés à offrir en cession des unités de conformité au titre du paragraphe 110(1);
- c) la valeur de l'exigence de réduction totale à laquelle tous les fournisseurs principaux n'ont pas encore satisfait.

Cession sur le marché de compensation

112 (1) Le participant ne peut céder des unités de conformité sur le marché de compensation des unités de conformité à un fournisseur principal que si la demande de cession visée au paragraphe 106(2) a été transmise au ministre, ainsi que le rapport de conformité visé au paragraphe 127(1) indiquant que le fournisseur principal n'a pas satisfait à l'exigence de réduction totale pour la période de conformité visée par le rapport par l'utilisation de toutes ses unités de conformité conformément aux paragraphes 13(1), (2) ou (4), selon le cas; le participant lui cède les unités de conformité au cours de la période commençant le 31 août suivant la fin de la période de conformité et se terminant le 31 octobre suivant.

Acquisition par le fournisseur principal

(2) Le fournisseur principal qui a transmis au ministre, au titre du paragraphe 127(1), pour la période de conformité donnée, un rapport de conformité indiquant qu'il n'a pas satisfait à l'exigence de réduction totale par l'utilisation de toutes ses unités de conformité conformément aux paragraphes 13(1), (2) ou (4), selon le cas, acquiert par cession sur le marché de compensation des unités de conformité pour cette période de conformité le nombre d'unités de conformité déterminé conformément au paragraphe (5).

Prix maximal

(3) Le participant qui s'est engagé à offrir en cession des unités de conformité accepte l'offre de les acquérir par cession sur le marché de compensation des unités de conformité si les unités sont toujours inscrites à son compte et si le prix offert pour la cession est inférieur ou égal au résultat de la formule suivante :

$$300 \$ \times (\text{IPC}_A \div \text{IPC}_B)$$

où :

IPC_A représente la moyenne de l'indice des prix à la consommation pour l'année civile correspondant à

published by Statistics Canada under the *Statistics Act*; and

CPI_B is the average Consumer Price Index for the 12 months of the year 2022, as published by Statistics Canada under the *Statistics Act*.

Prohibition

(4) A participant who has pledged to offer to transfer a compliance credit must not accept an offer to acquire the compliance credit by transfer through the compliance-credit clearance mechanism if the amount offered for the transfer is higher than the amount determined in accordance with subsection (3).

Credits per primary supplier

(5) A primary supplier must not acquire a greater number of compliance credits by transfer through the compliance-credit clearance mechanism than the lesser of

(a) the total number of compliance credits that they require in order to satisfy the total reduction requirement as indicated in the compliance report that they submitted under subsection 127(1), and

(b) the number determined by the formula

$$C \times (R_p \div R_t)$$

where

C is the total number of compliance credits from all participants that are subject to any pledges made under subsection 110(1),

R_p is the total number of compliance credits that the primary supplier requires in order to satisfy the total reduction requirement, and

R_t is the total number of compliance credits that all primary suppliers require in order to satisfy the total reduction requirement.

Registered Emission-Reduction Funding Program

Registration

113 Subject to section 115, the Minister may register a funding program whose purpose is the reduction of CO₂e emissions

(a) on application by a person under section 114 to register the emission-reduction funding program, if the conditions set out in that section are met; or

la période de conformité visée par le marché de compensation des unités de conformité, telle qu'elle est publiée par Statistique Canada sous le régime de la *Loi sur la statistique*;

IPC_B la moyenne de l'indice des prix à la consommation durant les douze mois de l'année 2022, telle qu'elle est publiée par Statistique Canada sous le régime de cette loi.

Interdiction

(4) Le participant qui s'est engagé à offrir en cession des unités de conformité ne peut accepter l'offre de les acquérir par cession sur le marché de compensation des unités de conformité que si le prix offert pour la cession est supérieur au résultat de la formule prévue au paragraphe (3).

Nombre d'unités par fournisseur principal

(5) Le fournisseur principal ne peut pas acquérir sur le marché de compensation des unités de conformité un nombre d'unités supérieur au moindre des nombres suivants :

a) le nombre total d'unités de conformité nécessaire pour satisfaire à l'exigence de réduction totale et indiqué dans le rapport de conformité qu'il a transmis au titre du paragraphe 127(1);

b) le résultat de la formule suivante :

$$U \times (R_f \div R_t)$$

où :

U représente le nombre total d'unités de conformité de tous les participants faisant l'objet d'un engagement au titre du paragraphe 110(1),

R_f le nombre total d'unités de conformité nécessaire pour permettre au fournisseur principal de satisfaire à l'exigence de réduction totale,

R_t le nombre total d'unités de conformité nécessaire pour permettre à tous les fournisseurs principaux de satisfaire à l'exigence de réduction totale.

Programme enregistré de financement des réductions des émissions

Enregistrement

113 Sous réserve de l'article 115, le ministre peut enregistrer un programme de financement dont l'objectif est la réduction des émissions de CO₂e :

a) sur demande, dans le cas du programme prévu à l'article 114, si les conditions prévues à cet article sont remplies;

(b) on the Minister's own initiative, if the emission-reduction funding program is established under an Act of Parliament and operates in Canada.

Application for registration

114 (1) A person who administers an emission-reduction funding program may apply to the Minister to register the program if

(a) the person is an agent of Her Majesty in right of Canada or an agent or mandatary of Her Majesty in right of a province or the person is a non-profit corporation that is established by or under a law of Canada or of a province; and

(b) the program operates in Canada.

Contents of application

(2) The application must contain the information referred to in Schedule 9 and be accompanied by an attestation, signed by the person's authorized agent, that

(a) the emission-reduction funding program will distribute contributions made to the program to the projects referred to in subsection 115(1); and

(b) the person will make publicly available, no later than the December 31 following the end of the compliance period in respect of which those contributions are made, a report containing the information referred to in section 2 of Schedule 10.

Registration – conditions

115 (1) The Minister must not register an emission-reduction funding program under section 113 unless the Minister is satisfied that all contributions made to the program will be used to fund projects that support the deployment or commercialization of technologies or processes that will reduce CO₂e emissions by

(a) December 31, 2030, in the case of a contribution made on or before December 31, 2025; and

(b) the fifth anniversary of the day on which the contribution is made, in any other case.

Factors

(2) In deciding whether to register the emission-reduction funding program, the Minister must take into consideration

(a) the program's policies, criteria or procedures for the distribution of contributions, including its policy for avoiding conflicts of interest regarding the distribution of contributions;

(b) de sa propre initiative, dans le cas du programme établi par une loi fédérale et exploité au Canada.

Demande d'enregistrement

114 (1) La personne qui administre un programme de financement des réductions des émissions peut demander au ministre d'enregistrer le programme si les conditions suivantes sont remplies :

a) elle est mandataire de Sa Majesté du chef du Canada ou d'une province ou est constituée sous forme de personne morale à but non lucratif sous le régime d'une loi du Canada ou d'une province;

b) le programme est exploité au Canada.

Contenu de la demande

(2) La demande d'enregistrement contient les renseignements prévus à l'annexe 9 et est accompagnée d'une attestation, signée par l'agent autorisé de la personne qui administre le programme, portant que :

a) le programme distribuera les contributions à des projets visés au paragraphe 115(1);

b) la personne rendra public, au plus tard le 31 décembre qui suit la fin de la période de conformité au cours de laquelle les contributions lui sont versées, un rapport contenant les renseignements prévus à l'article 2 de l'annexe 10.

Enregistrement – conditions

115 (1) Le ministre n'enregistre le programme de financement des réductions des émissions conformément à l'article 113 que s'il est convaincu que toutes les contributions versées à celui-ci seront utilisées pour financer des projets qui appuient le déploiement ou la commercialisation de technologies ou de procédés qui réduiront les émissions de CO₂e au plus tard :

a) le 31 décembre 2030, dans le cas des contributions versées au plus tard le 31 décembre 2025;

b) au cinquième anniversaire de la date à laquelle la contribution a été versée, dans tout autre cas.

Éléments

(2) Le ministre tient compte des éléments ci-après afin de décider s'il enregistre le programme :

a) les politiques, les critères ou les procédures de distribution des contributions du programme, notamment une politique visant à éviter les conflits d'intérêts concernant cette distribution;

b) la qualité des mécanismes de contrôle en matière de finances et de gestion, des systèmes d'information et

(b) the quality of the program's financial and management control systems, information systems and management practices; and

(c) whether the person who administers the program has failed to make publicly available, no later than the December 31 that follows the end of the compliance period during which contributions are made to the program, the information referred to in section 2 of Schedule 10.

Cancelling registration

116 The Minister must cancel the registration of an emission-reduction funding program if any of the following occurs:

(a) the Minister, taking into consideration the factors set out in subsection 115(2), is no longer satisfied that contributions made to the program are being used in accordance with subsection 115(1);

(b) the person who administers the program fails to ensure that a financial audit of the program is conducted each year and, in the case of a program registered under paragraph 113(a), fails to ensure that such an audit is conducted by an independent body;

(c) the person who administers the program fails to submit to the Minister, no later than the December 31 following the end of the compliance period during which contributions are made to the program for the purposes of subsection 13(3) or 14(3), a report with respect to the operation of the program during each compliance period that contains the information referred to in Schedule 10;

(d) the person who administers the program fails to make publicly available, no later than the December 31 following the end of the compliance period in respect of which the contributions are made to the program, the information referred to in section 2 of Schedule 10;

(e) in the case of a program registered under paragraph 113(a), the program no longer meets the conditions set out in subsection 114(1);

(f) in the case of a program registered under paragraph 113(b), the provision of the Act of Parliament referred to in that paragraph that establishes the program is repealed or the program no longer operates in Canada.

List of programs

117 The Minister must make a list of all registered emission-reduction funding programs publicly available.

des méthodes de gestion mis en œuvre par le programme;

(c) la personne qui administre le programme omet de rendre public, au plus tard le 31 décembre suivant la fin de la période de conformité au cours de laquelle les contributions lui sont versées, les renseignements prévus à l'article 2 de l'annexe 10.

Annulation de l'enregistrement

116 Le ministre annule l'enregistrement du programme de financement des réductions des émissions dans les cas suivants :

(a) il n'est plus, compte tenu des éléments prévus au paragraphe 115(2), convaincu que les contributions versées au programme sont utilisées conformément au paragraphe 115(1);

(b) la personne qui administre le programme ne fait pas effectuer chaque année un audit des états financiers du programme ou, s'agissant du programme visé à l'alinéa 113a), ne fait pas effectuer un tel audit par un organisme indépendant;

(c) la personne qui administre le programme ne transmet pas au ministre, au plus tard le 31 décembre suivant la fin de la période de conformité au cours de laquelle les contributions sont versées au programme pour l'application des paragraphes 13(3) ou 14(3), un rapport contenant les renseignements prévus à l'annexe 10 relatifs à l'exploitation du programme au cours de la période de conformité;

(d) la personne qui administre le programme ne rend pas public, au plus tard le 31 décembre suivant la fin de la période de conformité au cours de laquelle les contributions lui sont versées, les renseignements prévus à l'article 2 de l'annexe 10;

(e) s'agissant du programme visé à l'alinéa 113a), il ne satisfait plus aux exigences prévues au paragraphe 114(1);

(f) s'agissant du programme visé à l'alinéa 113b), la disposition pertinente de la loi fédérale visée à cet alinéa qui établit le programme est abrogée ou le programme n'est plus exploité au Canada.

Liste des programmes

117 Le ministre rend public la liste des programmes enregistrés de financement des réductions des émissions.

Contribution to funding program

118 (1) A registered primary supplier may create compliance credits for a compliance period by contributing to a registered emission-reduction funding program during

(a) the period beginning on the January 1 that follows the end of the compliance period and ending on the following July 31; or

(b) the period beginning on the October 31 that follows the end of the compliance period and ending on the following November 30.

Receipt

(2) A primary supplier who creates compliance credits by contributing to a emission-reduction funding program must provide to the Minister, with the report they submit under section 127 or 128, as the case may be, a receipt issued by the program that establishes that they made the contribution.

Compliance credits created

(3) The number of compliance credits that the primary supplier may create under subsection (1) for a compliance period is determined by the formula

$$C \div P$$

where

C is the amount of the primary supplier's contribution to the registered emission-reduction funding program; and

P is \$350.

Consumer Price Index

(4) On every January 1 that follows the end of a compliance period, the amount set out in subsection (3) for P is replaced by the result determined by the following formula, rounded to the nearest dollar or, if the result is half-way between two consecutive whole numbers, to the greater of those whole numbers:

$$\$350 \times (CPI_A \div CPI_B)$$

where

CPI_A is the average Consumer Price Index for the calendar year to which the compliance period relates, as published by Statistics Canada under the *Statistics Act*; and

CPI_B is the average Consumer Price Index for the 12 months of the year 2022, as published by Statistics Canada under the *Statistics Act*.

Contribution au programme

118 (1) Tout fournisseur principal enregistré peut créer des unités de conformité pour une période de conformité en contribuant à un programme enregistré de financement des réductions des émissions au cours de l'une des périodes suivantes :

a) la période commençant le 1^{er} janvier suivant la fin de la période de conformité et se terminant le 31 juillet suivant;

b) la période commençant le 31 octobre suivant la fin de la période de conformité et se terminant le 30 novembre suivant.

Reçu

(2) Pour créer les unités de conformité, le fournisseur principal fournit au ministre, avec le rapport transmis au titre des articles 127 ou 128, selon le cas, le reçu que lui a délivré le programme de financement des réductions des émissions et qui établit qu'il a contribué à ce programme.

Unités de conformité créées

(3) Le nombre d'unités de conformité que peut créer le fournisseur principal au titre du paragraphe (1) pour la période de conformité donnée est déterminé selon la formule suivante :

$$C \div P$$

où :

C représente le montant de la contribution du fournisseur principal au programme enregistré de financement des réductions des émissions;

P 350 \$.

Indice des prix à la consommation

(4) Chaque 1^{er} janvier suivant la fin d'une période de conformité, la valeur de la variable P de la formule prévue au paragraphe (3) est remplacée par le résultat de la formule ci-après, arrondi au dollar près ou, si le chiffre est équidistant de deux nombres entiers consécutifs, au plus élevé de ceux-ci :

$$350 \$ \times (IPC_A \div IPC_B)$$

où :

IPC_A représente la moyenne de l'indice des prix à la consommation pour l'année civile correspondant à la période de conformité, telle qu'elle est publiée par Statistique Canada sous le régime de la *Loi sur la statistique*;

IPC_B la moyenne de l'indice des prix à la consommation durant les douze mois de l'année 2022, telle qu'elle est publiée par Statistique Canada sous le régime de cette loi.

Deposit into account

(5) The number of compliance credits created by a primary supplier under subsections (1) to (4) must be deposited into their account that was opened under paragraph 28(a).

No subsequent transfer

119 (1) A primary supplier must not transfer a compliance credit that they created under subsection 118(1).

Cancellation on December 1

(2) The Minister must cancel any compliance credit created under subsection 118(1) that has not been used on the December 1 that follows its creation.

Reporting

Annual credit-creation report

120 (1) A registered creator must submit to the Minister, no later than the April 30 of the calendar year that follows the end of a compliance period, a report respecting the creation of compliance credits during that compliance period under paragraph 19(1)(a), subparagraph 19(1)(d)(i), (ii), (iv) or (v) or paragraph 20(a).

Contents of report

(2) The credit-creation report must be signed by the authorized agent of the registered creator and contain the information referred to in Schedule 11 for the compliance period to which the report relates.

June 30, 2023

(3) Despite subsection (1), the registered creator must submit the credit-creation report for the compliance period that ends on December 31, 2022 no later than June 30, 2023.

April 30, 2024 — single report

(4) The registered creator must combine the credit-creation reports required under subsection (1) for the compliance period that ends on June 30, 2023 and the compliance period that ends on December 31, 2023 into a single report and submit that report no later than April 30, 2024.

Quarterly credit-creation reports

121 (1) A registered creator must submit to the Minister within the following time limits the following reports respecting the creation of compliance credits during a compliance period under paragraph 19(1)(b) or (c), subparagraph 19(1)(d)(iii) or paragraph 20(b) or (c):

(a) no later than the June 30 of the compliance period, a report respecting the creation of compliance credits between the January 1 and the March 31 of that compliance period;

Inscription au compte

(5) Le nombre d'unités de conformité créé par le fournisseur principal au titre des paragraphes (1) à (4) est inscrit au compte du fournisseur principal ouvert au titre de l'alinéa 28a).

Incessibilité

119 (1) Le fournisseur principal ne peut céder les unités de conformité qu'il a créées conformément au paragraphe 118(1).

Annulation le 1^{er} décembre

(2) Le ministre annule toute unité de conformité créée conformément au paragraphe 118(1) qui n'a pas été utilisée le 1^{er} décembre suivant sa création.

Rapports

Rapport annuel sur la création

120 (1) Au plus tard le 30 avril de l'année civile qui suit la fin de la période de conformité, le créateur enregistré transmet au ministre un rapport sur la création d'unités de conformité au titre de l'alinéa 19(1)a), des sous-alinéas 19(1)d)(i), (ii), (iv) ou (v) ou de l'alinéa 20a) pour la période de conformité.

Contenu du rapport

(2) Le rapport sur la création d'unités de conformité est signé par l'agent autorisé du créateur enregistré et contient les renseignements prévus à l'annexe 11 pour la période de conformité.

30 juin 2023

(3) Malgré le paragraphe (1), le créateur enregistré transmet au plus tard le 30 juin 2023 le rapport sur la création d'unités de conformité pour la période de conformité se terminant le 31 décembre 2022.

30 avril 2024 — rapport unique

(4) Le créateur enregistré combine les rapports sur la création d'unités de conformité exigés au titre du paragraphe (1) pour la période de conformité se terminant le 30 juin 2023 et pour celle se terminant le 31 décembre 2023 dans un rapport unique qu'il transmet au plus tard le 30 avril 2024.

Rapports trimestriels sur la création

121 (1) Le créateur enregistré transmet au ministre un rapport sur la création d'unités de conformité au titre des alinéas 19(1)b) ou c), du sous-alinéa 19(1)d)(iii) ou des alinéas 20b) ou c) au plus tard :

a) le 30 juin de la période de conformité, pour la période commençant le 1^{er} janvier de cette période de conformité et se terminant le 31 mars suivant;

(b) no later than the September 30 of the compliance period, a report respecting the creation of compliance credits between the April 1 and the June 30 of that compliance period;

(c) no later than the December 31 of the compliance period, a report respecting the creation of compliance credits between the July 1 and the September 30 of that compliance period; and

(d) no later than the March 31 of the calendar year that follows the end of the compliance period, a report respecting the creation of compliance credits between the October 1 and the December 31 of that compliance period.

Contents of report

(2) The credit-creation report for each three-month period referred to in subsection (1) must be signed by the authorized agent of the registered creator and must contain the information referred to in Schedule 12 for the period to which the report relates.

June 30, 2023 — single report

(3) The registered creator must combine the reports required under subsection (1) for the compliance period that ends on December 31, 2022 into a single report that contains the information referred to in Schedule 12 for each three-month period referred to in that subsection and submit that report no later than June 30, 2023.

Credit-adjustment report

122 (1) A registered creator who creates compliance credits during a compliance period under paragraph 19(1)(b) or (c), subparagraph 19(1)(d)(iii) or paragraph 20(b) or (c) that are the subject of a quarterly credit-creation report submitted under section 121 must submit to the Minister, no later than the June 30 of the year that follows the end of the compliance period, a report on any adjustment of the number of compliance credits that have been deposited into the registered creator's accounts under subsection 24(1) or (2).

Contents of report

(2) The credit-adjustment report must be signed by the authorized agent of the registered creator and include the information that is set out in Schedule 13.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of any compliance period that ends before January 1, 2023.

Carbon-intensity-pathway report

123 (1) A registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier who obtains approval of the carbon intensity of a fuel, energy source or material input under

b) le 30 septembre de la période de conformité, pour la période commençant le 1^{er} avril de cette période de conformité et se terminant le 30 juin suivant;

c) le 31 décembre de la période de conformité, pour la période commençant le 1^{er} juillet de cette période de conformité et se terminant le 30 septembre suivant;

d) le 31 mars de l'année civile qui suit la fin de la période de conformité, pour la période commençant le 1^{er} octobre de la période de conformité et se terminant le 31 décembre suivant.

Contenu du rapport

(2) Chaque rapport sur la création d'unités de conformité pour les trimestres visés au paragraphe (1) est signé par l'agent autorisé du créateur enregistré et contient les renseignements prévus à l'annexe 12 pour le trimestre qu'il vise.

30 juin 2023

(3) Le créateur enregistré combine les rapports sur la création d'unités de conformité visés au paragraphe (1) pour la période de conformité se terminant le 31 décembre 2022 dans un rapport unique qu'il transmet au plus tard le 30 juin 2023 et qui contient les renseignements prévus à l'annexe 12 pour chaque trimestre visé à ce paragraphe.

Rapport d'ajustement des unités de conformité

122 (1) Le créateur enregistré qui, au cours de la période de conformité, a créé au titre des alinéas 19(1)b) ou c), du sous-alinéa 19(1)d)(iii) ou des alinéas 20b) ou c) des unités de conformité qui ont fait l'objet de rapports trimestriels sur la création au titre de l'article 121 transmet au ministre, au plus tard le 30 juin de l'année civile qui suit la fin de la période de conformité, un rapport sur tout ajustement fait au nombre d'unités de conformité inscrites à son compte conformément aux paragraphes 24(1) ou (2) pour cette période de conformité.

Contenu du rapport

(2) Le rapport d'ajustement des unités de conformité est signé par l'agent autorisé du créateur enregistré et contient les renseignements prévus à l'annexe 13 pour la période de conformité.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} janvier 2023.

Rapport — filières d'intensité en carbone

123 (1) Le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger qui obtient l'approbation de l'intensité en carbone d'un combustible,

subsection 85(1) must submit to the Minister, for the compliance period during which the approval is obtained and for each compliance period that follows, a carbon-intensity-pathway report no later than the April 30 that follows the end of the compliance period.

Contents of report

(2) The carbon-intensity-pathway report must contain the information referred to in Schedule 14 for the compliance period and must be signed by the authorized agent of the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of any compliance period that ends before January 1, 2024.

2024 compliance period

(4) Despite subsection (1), a registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier who has received approval of a carbon intensity of a fuel, energy source or material input under subsection 85(1) after July 1, 2024 may, for the compliance period that ends on December 31, 2024, submit the carbon-intensity-pathway report on or before April 30, 2025.

Material balance report

124 (1) A registered creator or foreign supplier must submit a material balance report to the Minister no later than the April 30 that follows the end of each compliance period in respect of any gaseous or liquid low-carbon-intensity fuel that has a carbon intensity referred to in subsection 45(2) and was produced using a quantity of an eligible feedstock referred to in paragraph 46(1)(b) or (c).

Contents of report

(2) The material balance report must contain the information referred to in Schedule 15 for the compliance period and must be signed by the authorized agent of the registered creator or foreign supplier.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of any compliance period that ends before January 1, 2024.

Compliance-credit revenue report

125 (1) A registered creator who is a charging-network operator must submit to the Minister, for each compliance period, a report respecting revenue received from the transfer of compliance credits that specifies

(a) the amount of revenue received during the compliance period from the transfer of compliance credits

d'une source d'énergie ou d'un apport matériel aux termes du paragraphe 85(1) transmet au ministre, pour la période de conformité au cours de laquelle l'approbation est obtenue et pour chaque période de conformité subséquente, un rapport sur les filières d'intensité en carbone au plus tard le 30 avril suivant la fin de chaque période de conformité.

Contenu du rapport

(2) Le rapport sur les filières d'intensité en carbone est signé par l'agent autorisé du créateur enregistré, du contributeur à l'intensité en carbone ou du fournisseur étranger et contient les renseignements prévus à l'annexe 14 pour la période de conformité.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas pour les périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} janvier 2024.

Période de conformité 2024

(4) Malgré le paragraphe (1), le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger qui obtient l'approbation d'une intensité en carbone aux termes du paragraphe 85(1) après le 1^{er} juillet 2024 peut, au plus tard le 30 avril 2025, transmettre le rapport pour la période de conformité qui se termine le 31 décembre 2024.

Rapport sur le bilan matières

124 (1) Le créateur enregistré ou le fournisseur étranger transmet au ministre un rapport sur le bilan matières au plus tard le 30 avril suivant la fin de la période de conformité à l'égard du combustible à faible intensité en carbone liquide ou gazeux dont l'intensité en carbone est visée au paragraphe 45(2) et qui a été produit à partir d'une quantité d'une charge d'alimentation admissible visée aux alinéas 46(1)(b) ou c).

Contenu du rapport

(2) Le rapport sur le bilan matières est signé par l'agent autorisé du créateur enregistré ou du fournisseur étranger et contient les renseignements prévus à l'annexe 15 pour la période de conformité.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} janvier 2024.

Rapport — revenus des unités de conformité

125 (1) Le créateur enregistré qui est l'exploitant d'un réseau de recharge transmet au ministre, pour la période de conformité, un rapport sur les revenus des unités de conformité :

a) au plus tard le 31 juillet suivant la fin de la période de conformité, et précisant le montant des revenus

created under subsection 102(1), no later than the July 31 that follows the end of the compliance period; and

(b) the use that they made, during the compliance period and the following two compliance periods, of the revenue referred to in paragraph (a), no later than the July 31 that follows the end of the third compliance period.

Contents of report

(2) The compliance-credit revenue report required under subsection (1) must contain the information referred to in Schedule 16 and must be signed by the authorized agent of the registered creator.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of any compliance period that ends before January 1, 2023.

Compliance-credit balance report

126 (1) A registered creator or a primary supplier must submit to the Minister a compliance-credit balance report no later than the August 15 that follows the end of a compliance period.

Contents of report

(2) The compliance-credit balance report must contain the information referred to in Schedule 17 with respect to compliance credits in the registered creator's or primary supplier's accounts on the day on which the report is submitted and must be signed by the authorized agent of the registered creator or primary supplier, as the case may be.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of any compliance period that ends before January 1, 2023.

Compliance report

127 (1) A registered primary supplier must, no later than the July 31 that follows the end of each compliance period, submit a report to the Minister with respect to their compliance for the compliance period with the volumetric requirements set out in subsections 6(1) and 7(1) and the total reduction requirement.

Contents of report

(2) The compliance report must contain the information referred to in Schedule 18 for the compliance period and be signed by the authorized agent of the primary supplier.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of any compliance period that ends before July 1, 2023.

tirés des cessions des unités de conformité qu'il a créées au titre du paragraphe 102(1) au cours de celle-ci;

b) au plus tard le 31 juillet suivant la fin de la troisième période de conformité, et précisant l'utilisation qu'il a faite, au cours de la période de conformité et des deux périodes de conformité suivantes, des revenus visés à l'alinéa a).

Contenu du rapport

(2) Le rapport sur les revenus des unités de conformité est signé par l'agent autorisé du créateur enregistré et contient les renseignements prévus à l'annexe 16.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} janvier 2023.

Rapport sur le solde des unités

126 (1) Au plus tard le 15 août suivant la fin de la période de conformité, le créateur enregistré ou le fournisseur principal transmet au ministre un rapport sur le solde des unités de conformité.

Contenu du rapport

(2) Le rapport sur le solde des unités de conformité est signé par l'agent autorisé du créateur enregistré ou du fournisseur principal, selon le cas, et contient les renseignements prévus à l'annexe 17 relativement aux unités de conformité qui sont inscrites à ses comptes à la date de transmission du rapport.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} janvier 2023.

Rapport de conformité

127 (1) Au plus tard le 31 juillet suivant la fin de la période de conformité, le fournisseur principal enregistré transmet au ministre un rapport sur sa conformité, pour la période de conformité, aux exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) et 7(1) et à l'exigence de réduction totale.

Contenu du rapport

(2) Le rapport de conformité est signé par l'agent autorisé du fournisseur principal et contient les renseignements prévus à l'annexe 18 pour la période de conformité.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} juillet 2023.

Complementary compliance report

128 (1) A registered primary supplier who, by the July 31 that follows the end of a compliance period, has not satisfied the total reduction requirement must submit to the Minister a complementary compliance report no later than the December 15 that follows the end of the compliance period.

Contents of report

(2) The complementary compliance report must contain the information referred to in Schedule 19 for the compliance period and must be signed by the authorized agent of the primary supplier.

Non-application

(3) Subsection (1) does not apply in respect of any compliance period that ends before July 1, 2023.

Verification

Obligation to Verify

Condition of eligibility — reports and applications

129 A report or application that is referred to in either section 130 or 131 is ineligible if it is not verified in accordance with the requirements set out in sections 132 to 154.

Verification of applications

130 (1) A person who makes either of the following applications must have the application verified by a verification body and must submit the verification report prepared by the body with that application:

- (a)** an application made under subsection 80(1) in respect of a carbon intensity determined in accordance with any of sections 76 to 79; or
- (b)** an application made under subsection 91(1) for the temporary approval of a carbon intensity.

Non-application

(2) Subsection (1) does not apply in respect of an application made before June 30, 2024.

Verification of reports

131 (1) A person who is required to submit a report under any of section 120, subsection 121(3) and sections 122 to 125 and 127 and 128 must have it verified by a verification body and obtain a verification report prepared by the body.

Exception

(2) However, a report is not required to be verified if,

- (a)** in the case of a report submitted under section 120, subsection 121(3) or section 122, no compliance credits

Rapport de conformité complémentaire

128 (1) Le fournisseur principal enregistré qui, au 31 juillet suivant la fin de la période de conformité donnée, n'a pas satisfait à l'exigence de réduction totale transmet au ministre un rapport de conformité complémentaire au plus tard le 15 décembre suivant la fin de la période de conformité.

Contenu du rapport

(2) Le rapport de conformité complémentaire est signé par l'agent autorisé du fournisseur principal et contient les renseignements prévus à l'annexe 19 pour la période de conformité.

Non-application

(3) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux périodes de conformité qui se terminent avant le 1^{er} juillet 2023.

Vérification

Exigence de vérification

Recevabilité des demandes et des rapports

129 Les demandes ou les rapports visés aux articles 130 ou 131 sont irrecevables s'ils ne font pas l'objet d'une vérification conformément aux articles 132 à 154.

Vérification des demandes

130 (1) Quiconque présente les demandes ci-après les fait vérifier par un organisme de vérification et les accompagne du rapport de vérification établi par celui-ci :

- a)** la demande présentée au titre du paragraphe 80(1) à l'égard d'une intensité en carbone déterminée conformément à l'un ou l'autre des articles 76 à 79;
- b)** la demande d'approbation temporaire d'une intensité en carbone présentée au titre du paragraphe 91(1).

Non-application

(2) Le paragraphe (1) ne s'applique pas aux demandes présentées avant le 30 juin 2024.

Vérification des rapports

131 (1) Toute personne tenue de transmettre un rapport au titre de l'article 120, du paragraphe 121(3) ou de l'un des articles 122 à 125 et 127 et 128 le fait vérifier par un organisme de vérification et obtient le rapport de vérification établi par celui-ci.

Exceptions

(2) Toutefois, le rapport n'a pas à être vérifié si :

- a)** s'agissant du rapport transmis au titre de l'article 120, du paragraphe 121(3) ou de l'article 122,

were created during the compliance period to which the report relates; or

(b) in the case of a report submitted under section 125, no revenue was created from the transfer of compliance credits during the compliance period to which the report relates or the two preceding compliance periods.

Submission of verification report

(3) The person referred to in subsection (1) must submit the verification report to the Minister together with the report to which it relates.

Declarations

132 A person who is having either of the following reports verified must submit a copy of all the declarations referred to in paragraph 57(2)(a) to the verification body:

(a) a report submitted under section 120, 121 or 122 that indicates that compliance credits were created by the carrying out of a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d) or under any of sections 94 to 96, 99, 100 and 104, as the case may be, by the production in Canada or import into Canada of a low-carbon-intensity fuel after December 31, 2022; or

(b) a report submitted under section 124.

Contents of verification report

133 The verification report must contain the information referred to in Schedule 20.

Management system and processes

134 The books and records related to a verification that must be retained in accordance with subsection 166(2) include any that

(a) support the information contained in the application or the report being verified and allow that information to be recreated;

(b) demonstrate that the application or the report being verified meets the requirements of these Regulations;

(c) contain information that relates to the functioning of the verification body's management system and processes and its compliance with that system and those processes during the period during which the verification was being conducted;

(d) contain information with respect to the members of the team that conducted the verification and the role that each member performed with respect to the verification; or

(e) describe the scope of the verification.

aucune unité de conformité n'a été créée pendant la période de conformité visée;

b) s'agissant du rapport transmis au titre de l'article 125, aucun revenu n'est tiré des cessions d'unités de conformité au cours de la période de conformité visée ou des deux périodes de conformité précédentes.

Transmission — rapport de vérification

(3) La personne visée au paragraphe (1) transmet au ministre le rapport de vérification avec le rapport sur lequel celui-ci porte.

Déclarations

132 Quiconque fait vérifier l'un des rapports ci-après transmet à l'organisme de vérification une copie des déclarations prévues à l'alinéa 57(2)a) :

a) le rapport visé aux articles 120, 121 ou 122 qui indique que des unités de conformité ont été créées par la réalisation d'un projet de réduction des émissions visé à l'alinéa 30d) ou au titre de l'un des articles 94 à 96, 99, 100 ou 104, selon le cas, par la production ou l'importation au Canada de combustibles à faible intensité en carbone après le 31 décembre 2022;

b) le rapport visé à l'article 124.

Contenu du rapport de vérification

133 Le rapport de vérification contient les renseignements prévus à l'annexe 20.

Système et processus de gestion

134 Les livres et registres relatifs à la vérification qui doivent être conservés au titre du paragraphe 166(2) comprennent :

a) ceux qui appuient les renseignements contenus dans les demandes ou les rapports visés par la vérification et qui permettent de reconstituer ces renseignements;

b) ceux qui démontrent que les demandes ou les rapports visés par la vérification sont conformes au présent règlement;

c) ceux qui contiennent les renseignements relatifs au fonctionnement du système et des processus de gestion utilisés par l'organisme de vérification et à la conformité de celui-ci à ce système et à ces processus pendant la période au cours de laquelle la vérification a été effectuée;

d) ceux qui contiennent les renseignements relatifs aux membres de l'équipe ayant effectué la vérification et au rôle de chacun dans le cadre de celle-ci;

e) ceux qui précisent la portée de la vérification.

Submission of all reports

135 A person who makes an application or submits a report that is the subject of a verification report, including in the case where the verification results in the disclaimer that is referred to in paragraph 154(d), must submit to the Minister all verification reports that they have previously obtained with respect to the application or the report.

Monitoring plan

136 (1) A person who is having an application or a report verified must prepare a monitoring plan, keep it up to date and submit it with the application or the report to the verification body.

Contents of plan

(2) The monitoring plan must contain the information referred to in Schedule 21.

Requirements Respecting Verification Bodies**Accredited body**

137 The verification of an application or a report must be conducted by an accredited verification body whose accreditation is neither suspended nor revoked.

Eligibility conditions for accreditation

138 (1) A person is eligible to be accredited as a verification body by the Standards Council of Canada, the ANSI National Accreditation Board or a designated accreditation body, if the person

(a) meets the requirements set out in International Standard ISO/IEC 17029, entitled *Conformity assessment – General principles and requirements for validation and verification bodies* and International Standard ISO 14065, entitled *General principles and requirements for bodies validating and verifying environmental information*, both of which are published by the International Organization for Standardization;

(b) meets any requirements set out in Part 1 of the *Methods for Verification and Certification*; and

(c) employs a verification team that meets the requirements set out in International Standard ISO 14066, entitled *Greenhouse gases – Competence requirements for greenhouse gas validation teams and verification teams*, published by the International Organization for Standardization.

Designation of accreditation body

(2) The Minister may designate an accreditation body as a designated accreditation body referred to in subsection (1)

Transmission de tous les rapports

135 Toute personne qui présente une demande ou transmet un rapport qui font l'objet d'un rapport de vérification — notamment dans le cas de la décision prise aux termes de l'alinéa 154d) selon laquelle il est impossible de rendre un avis —, transmet au ministre tous les rapports de vérification qu'elle a obtenus antérieurement à l'égard de la demande ou du rapport.

Plan de surveillance

136 (1) Quiconque fait vérifier une demande ou un rapport élabore et tient à jour un plan de surveillance et le transmet à l'organisme de vérification avec la demande ou le rapport.

Contenu du plan

(2) Le plan de surveillance contient les renseignements prévus à l'annexe 21.

Exigences relatives à l'organisme de vérification**Organisme accrédité**

137 La vérification de la demande ou du rapport est effectuée par un organisme de vérification accrédité dont l'accréditation n'est ni suspendue, ni révoquée.

Conditions d'admissibilité à l'accréditation

138 (1) Est admissible à l'accréditation en qualité d'organisme de vérification par le Conseil canadien des normes, par le National Accreditation Board de l'ANSI ou par tout organisme d'accréditation désigné toute personne qui, à la fois :

a) satisfait aux exigences prévues par la norme internationale ISO/IEC 17029, intitulée *Évaluation de la conformité – Principes généraux et exigences pour les organismes de validation et de vérification*, et par la norme internationale ISO 14065, intitulée *Principes généraux et exigences pour les organismes de validation et de vérification de l'information environnementale*, toutes deux publiées par l'Organisation internationale de normalisation;

b) satisfait aux exigences prévues par la partie 1 des *Méthodes de vérification et de certification*;

c) emploie une équipe de vérification qui satisfait aux exigences prévues par la norme internationale ISO 14066, intitulée *Gaz à effet de serre – Exigences de compétence pour les équipes de validation et les équipes de vérification de gaz à effet de serre*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation.

Désignation des organismes d'accréditation

(2) Le ministre peut désigner comme organisme d'accréditation désigné visé au paragraphe (1) tout organisme

if it is a member of the International Accreditation Forum and meets the requirements set out in ISO/IEC Standard 17011.

Independent reviewer

139 For the purposes of subclause 9.6 of the Standards referred to in paragraph 138(1)(a), the person who conducts the review must be an independent reviewer who

- (a) has, at a minimum, the same competencies as those of a team leader, as set out in subclause 7.3.9 of ISO Standard 14065 referred to in that paragraph; and
- (b) is an employee of the verification body.

Technical accreditation

140 (1) A verification must be conducted by a verification body that is accredited, in accordance with section 138, as a verification body that is competent in any of the following areas that are applicable to the application or the report being verified:

- (a) the production, import, distribution and delivery of fossil fuels, including hydrogen that is produced from such fuels;
- (b) the production, import, distribution and delivery of low-carbon-intensity fuels, other than hydrogen;
- (c) the production and distribution of electricity and any transactions related to electricity;
- (d) the production, import, distribution and delivery of hydrogen from renewable sources.

Definition of *distribution*

(2) For the purposes of subsection (1), ***distribution*** includes distribution at a fuelling station.

Team leader

141 (1) Each verification must be conducted by a team that includes a team leader who is an employee of the verification body.

Mandatory team members

(2) Each verification must be conducted by a team that includes

- (a) in the case of the verification of an application or report that relates to low-carbon-intensity fuel that is produced using an eligible feedstock referred to in paragraph 46(1)(c),
 - (i) a specialist in forestry or agriculture, as the case

d'accréditation qui est membre du International Accreditation Forum et qui satisfait aux exigences de la norme ISO/IEC 17011.

Examineur indépendant

139 Pour l'application des paragraphes 9.6 de chacune des normes visées à l'alinéa 138(1)a), les personnes qui effectuent la revue sont des examinateurs indépendants qui, à la fois :

- a) possèdent au moins les mêmes compétences que celles prévues pour le responsable d'équipe au paragraphe 7.3.9 de la norme ISO 14065 visée à cet alinéa;
- b) sont employés de l'organisme de vérification.

Domaines techniques d'accréditation

140 (1) La vérification est effectuée par un organisme de vérification qui est accrédité conformément à l'article 138 en qualité d'organisme de vérification compétent dans les domaines ci-après qui s'appliquent à la demande ou au rapport qu'il vérifie :

- a) la production, l'importation, la distribution et la livraison de combustibles fossiles, y compris l'hydrogène produit à partir de ceux-ci;
- b) la production, l'importation, la distribution et la livraison de combustibles à faible intensité en carbone autres que l'hydrogène;
- c) la production et la distribution d'électricité, ainsi que les transactions relatives à l'électricité;
- d) la production, l'importation, la distribution et la livraison d'hydrogène produit à partir de sources renouvelables.

Définition de *distribution*

(2) Pour l'application du paragraphe (1), la ***distribution*** comprend celle qui est effectuée aux stations de ravitaillement.

Responsable d'équipe

141 (1) Chaque vérification est effectuée par une équipe qui comprend un responsable d'équipe employé par l'organisme de vérification.

Membres de l'équipe

(2) Chaque vérification est effectuée par une équipe qui comprend :

- a) si la vérification concerne une demande ou un rapport relatif à un combustible à faible intensité en carbone produit à partir d'une charge d'alimentation admissible visée à l'alinéa 46(1)c), selon le cas :
 - (i) un spécialiste en matière de sylviculture ou

may be, who is recognized as a forestry engineer, professional forester, agricultural engineer or agronomist by

(A) a Canadian professional association, in the case of forestry or agriculture that occurs in Canada, or

(B) a relevant national authority of the country in which the forestry or agriculture occurs, in any other case, or

(ii) a specialist in biodiversity who holds a bachelor's degree in biology, natural sciences or environmental sciences granted by a Canadian university, or an equivalent degree granted by a university outside Canada;

(b) in the case of the verification of an application or report that relates to the sequestration of CO₂e emissions in geological land formations, whether or not those emissions are used to enhance oil recovery, a specialist in geological carbon storage who is recognized as a geologist by

(i) a relevant Canadian professional order of geologists, in the case of sequestration in Canada, or

(ii) a relevant national authority of the country in which the sequestration or use occurs, in any other case;

(c) in the case of the verification of an application referred to in section 130 or a carbon-intensity pathway report submitted under section 123, a specialist life-cycle assessment critical reviewer who

(i) has knowledge of the requirements set out in ISO Standard 14040 and ISO Standard 14044 with respect to life-cycle assessment and set out in Technical Specification ISO/TS 14071, entitled *Environmental management – Life cycle assessment – Critical review processes and reviewer competencies: Additional requirements and guidelines to ISO 14044:2006*, published by the International Organization for Standardization,

(ii) has knowledge of

(A) the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations and current practices with respect to the life-cycle assessment,

(B) the creation and review of life-cycle assessment data sets,

(C) the critical review of life-cycle assessments,

(D) all scientific disciplines relevant to life-cycle assessment,

d'agriculture, selon le cas, reconnu comme ingénieur forestier, forestier professionnel, ingénieur agronome ou agrologue :

(A) dans le cas de la sylviculture ou de l'agriculture pratiquée au Canada, par un ordre professionnel canadien,

(B) dans tout autre cas, par l'autorité nationale compétente du pays où la sylviculture ou l'agriculture est pratiquée,

(ii) un spécialiste en biodiversité titulaire d'un baccalauréat en biologie, en sciences naturelles ou en sciences environnementales délivré par une université canadienne ou d'un diplôme équivalent délivré par une université étrangère;

b) si la vérification concerne une demande ou un rapport relatif à la séquestration des émissions de CO₂e dans des formations géologiques — que ces émissions soient ou non utilisées pour améliorer la récupération du pétrole —, un spécialiste en matière de stockage géologique du carbone reconnu comme géologue :

(i) dans le cas où la séquestration a lieu au Canada, par l'ordre professionnel des géologues canadien qui est compétent,

(ii) dans tout autre cas, par l'autorité nationale compétente du pays où la séquestration ou l'utilisation a lieu;

c) si la vérification concerne une demande visée à l'article 130 ou le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre de l'article 123, un spécialiste qui est réviseur critique d'analyse du cycle de vie et qui, à la fois :

(i) connaît les exigences de la norme ISO 14040 et de la norme ISO 14044 en matière d'analyse du cycle de vie et connaît la spécification technique ISO/TS 14071, intitulée *Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Processus de revue critique et compétences des vérificateurs : exigences et lignes directrices supplémentaires à l'ISO 14044:2006*, publiée par l'Organisation internationale de normalisation,

(ii) connaît :

(A) les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles et les pratiques courantes en matière d'analyse du cycle de vie,

(B) l'établissement et la révision des ensembles de données d'analyse de cycle de vie,

(C) la revue critique des analyses de cycle de vie,

(E) the relevant performance aspects of the product system that is being assessed, including environmental and technical performance aspects,

(iii) has conducted at least two life-cycle assessments, and

(iv) within the preceding 10 years, has conducted at least one critical review of a life-cycle assessment as an internal expert, or at least two critical reviews of a life-cycle assessment as an external expert; and

(d) in the case of the verification of a report submitted under section 125, 127 or 128, a specialist in financial accounting who

(i) has credentials that are recognized by a competent Canadian professional order of accountants, and

(ii) has knowledge of the accounting basis used for the entity that they are auditing and is proficient in the application of that accounting basis.

Definition of *specialist*

(3) For the purposes of paragraphs (2)(a) to (d), *specialist* means an individual with at least four years of work experience, acquired over the most recent 10 years, in the field of the specialization.

Subcontract — conditions

142 (1) Any activities that are conducted as part of the verification of an application or a report, other than those conducted by a team leader referred to in subsection 141(1) and by an independent reviewer referred to in section 139, may be subcontracted to another person if

(a) that other person has entered into a written contract with the verification body to conduct those activities;

(b) that other person has entered into a written confidentiality agreement with respect to information obtained during the conduct of those activities; and

(c) the verification body has put in place processes that permit it to evaluate the work of that other person.

Applicable requirements

(2) Subsections 141(2) and (3) and sections 145 to 153 apply in respect of any activities subcontracted to another person under subsection (1).

(D) toutes les disciplines scientifiques pertinentes dans le cadre de l'analyse de cycle de vie,

(E) les aspects pertinents du rendement des systèmes de produits évalués, notamment les aspects environnementaux et techniques,

(iii) a effectué au moins deux analyses de cycle de vie,

(iv) au cours des dix années précédentes, a participé à au moins une revue critique d'analyse de cycle de vie en qualité d'expert interne ou à au moins deux revues critiques d'analyse de cycle de vie en qualité d'expert externe;

d) si la vérification concerne un rapport transmis au titre des articles 125, 127 ou 128, un spécialiste en comptabilité financière qui remplit les conditions suivantes :

(i) ses titres de compétence sont reconnus par l'ordre professionnel des comptables canadien qui est compétent;

(ii) il connaît la méthode comptable de base utilisée pour l'entité visée par l'audit et il est capable d'appliquer cette méthode.

Définition de *spécialiste*

(3) Aux alinéas (2)a) à d), *spécialiste* s'entend de l'individu qui possède au moins quatre ans d'expérience de travail acquises au cours des dix dernières années, dans le domaine de spécialisation en cause.

Sous-traitance — conditions

142 (1) Les activités menées dans le cadre de la vérification de la demande ou du rapport, autres que celles menées par le responsable d'équipe visé au paragraphe 141(1) ou par l'examineur indépendant visé à l'article 139, peuvent être sous-traitées si les conditions suivantes sont remplies :

a) le sous-traitant a conclu un contrat écrit avec l'organisme de vérification pour l'exercice des activités;

b) le sous-traitant a conclu un accord de confidentialité écrite à l'égard des renseignements obtenus lors des activités;

c) l'organisme de vérification a mis en place un processus permettant d'évaluer le travail du sous-traitant.

Exigences applicables

(2) Les paragraphes 141(2) et (3) et les articles 145 à 153 s'appliquent aux activités sous-traitées à une autre personne aux termes du paragraphe (1).

Outsourcing of verification – conditions

143 (1) Any activities that are carried out as part of the verification of an application or report, or any part of those activities, may be outsourced to any other verification body that is accredited in accordance with section 138 if

- (a) the total number of hours of work performed by other verification bodies in carrying out the outsourced activities, in proportion to the total number of hours of work performed for the purposes of the verification, does not exceed the percentage specified in the Methods for Verification and Certification;
- (b) the verification body has entered into a written contract with any verification body to which those activities are outsourced;
- (c) any verification body to which those activities are outsourced is accredited as competent in the areas referred to in subsection 140(1) that are applicable to the application or report being verified;
- (d) the verification report is prepared in accordance with section 133 by the verification body that is outsourcing those activities; and
- (e) the verification body that is outsourcing those activities remains responsible for ensuring that the verification is carried out in full, including any outsourced activities.

Applicable requirements

(2) Section 137, subsections 138(1) and (2), section 140, subsections 141(2) and (3) and sections 145 to 153 apply in respect of any activities that are outsourced to another verification body.

Other verification report

144 A verification report that was prepared by another verification body may be relied on for the purposes of a new verification if

- (a) the number of hours of work performed by the other verification body, in proportion to the total number of hours of work performed for the purposes of the new verification, does not exceed the percentage specified in the Methods for Verification and Certification;
- (b) the verification body that relies on the other verification body's verification report prepares the new verification report in accordance with section 133;
- (c) the verification body that relies on the other verification body's verification report remains responsible for the entirety of the new verification report, including the opinion referred to in section 154; and

Externalisation des vérifications – conditions

143 (1) Toute activité menée dans le cadre de la vérification de la demande ou du rapport ou toute partie des activités menées dans le cadre de la vérification de la demande ou du rapport peuvent être externalisées à tout autre organisme de vérification accrédité conformément à l'article 138 si les conditions suivantes sont remplies :

- a) le nombre d'heures de travail effectuées par les autres organismes de vérification, par rapport au nombre total d'heures de travail consacrées à la vérification, ne dépasse pas le pourcentage prévu par les Méthodes de vérification et de certification;
- b) l'organisme de vérification a conclu un contrat écrit avec tout organisme de vérification auquel les activités sont externalisées;
- c) l'organisme de vérification qui exerce les activités externalisées est accrédité comme étant compétent dans les domaines d'accréditation prévus au paragraphe 140(1) qui s'appliquent à la demande ou au rapport vérifiés;
- d) le rapport de vérification est préparé conformément à l'article 133 par l'organisme de vérification ayant externalisé les activités;
- e) l'organisme de vérification ayant externalisé les activités demeure responsable de veiller à ce que la vérification, notamment les activités externalisées, soit effectuée dans son intégralité.

Exigences applicables

(2) L'article 137, les paragraphes 138(1) et (2), l'article 140, les paragraphes 141(2) et (3) et les articles 145 à 153 s'appliquent aux activités externalisées.

Autre rapport de vérification

144 Le rapport de vérification préparé par un autre organisme de vérification peut être utilisé à l'appui d'une nouvelle vérification si les conditions suivantes sont remplies :

- a) le nombre d'heures de travail effectuées par l'autre organisme de vérification, par rapport au nombre total d'heures de travail consacrées à la nouvelle vérification, ne dépasse pas le pourcentage prévu par les Méthodes de vérification et de certification;
- b) le nouveau rapport de vérification est préparé conformément à l'article 133 par l'organisme de vérification qui s'appuie sur le rapport de l'autre organisme de vérification;
- c) l'organisme de vérification qui s'appuie sur le rapport de l'autre organisme de vérification demeure responsable de veiller à ce que le nouveau rapport de

(d) the other verification body's verification was conducted in accordance with the applicable requirements of these Regulations.

Conflicts of interest

145 (1) A person who carries out any verification activities with respect to an application or report or who acts as an independent reviewer of a verification must be independent of

(a) the employees of the federal public administration who administer or implement these Regulations or carry out any related activities; and

(b) the person who is making the application or is required to submit the report.

Informing Minister of conflict

(2) Before a verification body begins the verification of an application or report, the person who is making the application or is required to submit the report must inform the Minister of whether a conflict of interest exists between them or any employee referred to in paragraph (1)(a) and any individual who will conduct the verification or act as the independent reviewer.

Discovery of conflict

(3) If the verification body discovers a conflict of interest, it must inform the Minister within five days after the day on which it discovers it.

Measures taken to manage conflict

(4) A person or verification body that informs the Minister of a conflict of interest under subsection (2) or (3) must provide a description of the conflict of interest and the measures that will be taken to manage it.

No work without decision by Minister

146 (1) If a conflict of interest has been discovered, the person who has the conflict of interest must not conduct any verification work and the verification must not be the subject of an independent review, unless the Minister decides that the measures taken under subsection 145(4) will effectively manage the conflict.

Decision within 20 days

(2) The Minister must inform the person who is making the application or is required to submit the report of the Minister's decision within 20 days after the day on which the Minister is informed of the conflict of interest.

vérification, notamment l'avis rendu conformément à l'article 154, soit établi dans son intégralité;

d) la vérification par l'autre organisme de vérification a été effectuée conformément aux exigences applicables du présent règlement.

Conflicts d'intérêts

145 (1) La personne qui effectue les activités de vérification ou l'examen indépendant des vérifications est indépendante des personnes suivantes :

a) les employés de l'administration publique fédérale qui appliquent ou mettent en œuvre le présent règlement ou qui mènent toute activité en lien avec celui-ci;

b) la personne qui présente la demande ou qui est tenue de transmettre le rapport.

Conflit d'intérêts — information au ministre

(2) Avant le début de la vérification par l'organisme de vérification, la personne qui présente la demande ou qui est tenue de transmettre le rapport informe le ministre de l'existence de tout conflit d'intérêts entre elle, ou tout employé visés à l'alinéa (1)a), et tout individu devant effectuer la vérification ou devant agir comme examinateur indépendant.

Découverte d'un conflit

(3) L'organisme de vérification qui découvre l'existence d'un conflit d'intérêts en informe le ministre dans les cinq jours suivant la date de cette découverte.

Mesures prises pour gérer le conflit

(4) La personne ou l'organisme de vérification qui informe le ministre de l'existence d'un conflit aux termes des paragraphes (2) ou (3) lui donne une description du conflit et des mesures qui seront prises pour le gérer.

Aucune vérification sans décision du ministre

146 (1) Si un conflit d'intérêts a été découvert, aucune activité de vérification ne peut être effectuée par la personne qui est en conflit d'intérêts et aucun examen indépendant des vérifications ne peut avoir lieu, sauf si le ministre décide que les mesures prises au titre du paragraphe 145(4) permettront de gérer le conflit efficacement.

Décision dans les vingt jours

(2) Dans les vingt jours suivant la date à laquelle il a été informé de l'existence du conflit d'intérêts, le ministre informe la personne qui présente la demande ou qui est tenue de transmettre le rapport de sa décision.

Five consecutive verifications

147 (1) An individual who acts as an independent reviewer with respect to the verification of an application or a report or who carries out any verification activities for the person who is making the application or submitting the report must not act as an independent reviewer or carry out any verification activities for that same person with respect to the same type of application or report for more than five consecutive compliance periods.

Three compliance periods

(2) An individual who, for five consecutive compliance periods, has acted as an independent reviewer with respect to the verification of an application or a report or carried out verification activities for the person who made the application or submitted the report must not act as an independent reviewer or carry out verification activities for that same person for three consecutive compliance periods beginning on the day on which the most recent verification report was submitted to the Minister.

Limitation — five compliance periods

(3) A person who has made an application or submitted a report must not act as an independent reviewer with respect to the verification of the same type of application or a report or carry out verification activities for the same type of application or report unless five compliance periods have elapsed between the day on which they made the application or submitted the report and the day on which the independent review or the verification, as the case may be, begins.

Employees of federal public administration

(4) An employee of the federal public administration who administers or implements these Regulations or carries out any related activities must not carry out any activity that is part of a verification of an application or report or an independent review of a verification, unless five compliance periods have elapsed between the day on which their employment ends and the day on which the independent review or the verification, as the case may be, begins.

Verification of reports related to applications

(5) An individual must not carry out verification activities for a report submitted under any of sections 120 to 123 or act as an independent reviewer with respect to the verification of such a report if, during the five preceding years, they carried out verification activities, or acted as the independent reviewer, with respect to an application made under subsection 80(1) or 91(1) for the approval of a carbon intensity that is referred to in the report.

Cinq vérifications consécutives

147 (1) L'individu qui a agi comme examinateur indépendant à l'égard de la vérification d'une demande ou d'un rapport qu'une personne présente ou transmet ou qui a effectué des activités de vérification à l'égard de la demande ou du rapport, ne doit procéder à aucun examen indépendant ni à aucune activité de vérification à l'égard du même type de demande ou de rapport pour cette personne pendant plus de cinq périodes de conformité consécutives.

Trois périodes de conformité

(2) L'individu qui a agi comme examinateur indépendant à l'égard de la vérification d'une demande ou d'un rapport qu'une personne présente ou transmet ou qui a effectué des activités de vérification à l'égard de la demande ou du rapport pendant cinq périodes de conformité consécutives ne doit procéder à aucun examen indépendant ni à aucune activité de vérification du même type de demande ou de rapport pour cette personne pendant trois périodes de conformité consécutives à compter de la date à laquelle le dernier rapport de vérification a été transmis au ministre.

Limite — cinq périodes de conformité

(3) La personne qui a présenté une demande ou qui a transmis un rapport ne doit effectuer aucun examen indépendant ni aucune activité de vérification à l'égard du même type de demande ou de rapport, à moins que cinq périodes de conformité ne se soient écoulées entre la date de présentation de la demande ou la date de transmission du rapport et la date à laquelle commence l'examen indépendant ou la vérification, selon le cas.

Employés de l'administration publique fédérale

(4) Aucune activité de vérification d'un rapport ni aucun examen indépendant d'une vérification ne doit être effectué par les employés de l'administration publique fédérale qui appliquent ou mettent en œuvre le présent règlement ou qui mènent toute activité en lien avec celui-ci, à moins que cinq périodes de conformité ne se soient écoulées entre la cessation de leur emploi et le début de l'examen indépendant ou de la vérification, selon le cas.

Vérification de rapports liés aux demandes

(5) Aucune activité de vérification du rapport transmis au titre de l'un des articles 120 à 123 ni aucun examen indépendant d'une telle vérification, ne doit être effectué par l'individu qui, au cours des cinq années précédentes, a effectué des activités de vérification à l'égard de la demande présentée au titre des paragraphes 80(1) ou 91(1) pour l'approbation d'une intensité en carbone visée dans le rapport ou a agi comme examinateur indépendant dans le cadre des vérifications effectuées à l'égard de cette demande.

Verification of certain reports

(6) An individual who carried out verification activities for a report that was submitted under section 123 or acted as an independent reviewer with respect to the verification of such a report must not, during the same compliance period, act as an independent reviewer or carry out verification activities with respect to a report that was submitted under section 120, 121 or 122 if the report was submitted by the same person who submitted the report under section 123 and it relates to the same carbon intensity.

Applicable Standards

Verification of application and report

148 (1) The verification of an application or report must be conducted by a verification body in accordance with

- (a)** ISO Standard 14064-3:2019, at a reasonable level of assurance; and
- (b)** the Methods for Verification and Certification.

Audit of financial information

(2) The verification of an application or a report that includes any financial information must include an audit of the information that is conducted in accordance with Canadian auditing standards, the primary source of which is the *CPA Canada Handbook – Assurance*, at a reasonable level of assurance.

Critical review

(3) The verification of an application referred to section 130 or report submitted under section 123 that includes any information relating to the life cycle of a fuel must include a critical review of the life-cycle assessment that is conducted in accordance with ISO Standard 14044.

Criteria

149 For the purposes of ISO Standard 14064-3:2019, a reference to “criteria” in subclause 3.6.10 of that Standard is to be read as

- (a)** in the case of an audit of financial information referred to in subsection 148(2), the *International Financial Reporting Standards*, published by the International Accounting Standards Board, or the *Accounting Standards for Private Enterprises*, published by the Accounting Standards Board;
- (b)** in the case of a critical review of a life-cycle assessment referred to in subsection 148(3), ISO Standard 14044; and
- (c)** in any other case, a reference to these Regulations and the applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1).

Vérification de certains rapports

(6) L'individu ayant agi comme examinateur indépendant ou ayant effectué des activités de vérification à l'égard du rapport transmis au titre de l'article 123 ne doit effectuer aucun examen indépendant ni aucune activité de vérification à l'égard du rapport transmis par la même personne, au titre des articles 120, 121 ou 122 pour la même période de conformité et concernant la même intensité en carbone.

Normes applicables

Vérification des demandes et des rapports

148 (1) La vérification d'une demande ou d'un rapport est effectuée par l'organisme de vérification conformément :

- a)** à la norme ISO 14064-3:2019, à un niveau d'assurance raisonnable;
- b)** aux Méthodes de vérification et de certification.

Audit des renseignements financiers

(2) La vérification des demandes ou des rapports où figurent des renseignements financiers comprend un audit de ces renseignements effectué conformément aux normes canadiennes d'audit dont la source principale est le *Manuel de CPA Canada – Certification*, à un niveau d'assurance raisonnable.

Revue critique

(3) La vérification des demandes visées à l'article 130 ou du rapport transmis au titre de l'article 123 où figurent des renseignements relatifs au cycle de vie du combustible comprend une revue critique de l'analyse du cycle de vie effectuée conformément à la norme ISO 14044.

Critères

149 Pour l'application de la norme ISO 14064-3:2019, la mention de « critères » au paragraphe 3.6.10 de cette norme vaut mention :

- a)** dans le cas de l'audit des renseignements financiers visé au paragraphe 148(2), des *Normes internationales d'information financière*, publiées par l'International Accounting Standards Board, ou des *Normes comptables pour les entreprises à capital fermé*, publiées par le Conseil des normes comptables, selon le cas;
- b)** dans le cas de la revue critique de l'analyse du cycle de vie visée au paragraphe 148(3), de la norme ISO 14044;
- c)** dans tout autre cas, du présent règlement et de la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1).

Materiality quantitative threshold

150 For the purposes of subclause 5.1.7 of ISO Standard 14064-3:2019, the quantitative materiality thresholds are equal to,

- (a) in the case of a carbon intensity,
 - (i) 1 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the carbon intensity is less than 20 gCO₂e/MJ,
 - (ii) 5%, if the absolute value of the carbon intensity is between 20 and 100 gCO₂e/MJ, and
 - (iii) 5 gCO₂e/MJ, if the absolute value of the carbon intensity is greater than 100 gCO₂e/MJ; and
- (b) in any other case, 5%.

Material qualitative misstatements

151 The verification body must assess any qualitative misstatements contained in an application or report to determine if they are material qualitative misstatements.

Site visits

152 (1) In addition to meeting the requirements set out in ISO Standard 14064-3:2019 in relation to site visits, the verification of an application or a report must include,

- (a) in the case of a verification of an application or a report that relates to no more than five sites, a visit by the verification body to each site at least once every five years after the first site visit; and
- (b) in the case of the verification of an application or report that relates to more than five sites, a visit by the verification body to each material site if there is a high risk of misreporting and the likely cause of any misreporting is at the site and if remote evidence-gathering activities would not reduce the risk to a reasonable level.

Interpretation of ISO Standard 14064-3:2019

(2) For the purposes of ISO Standard 14064-3:2019, a reference to a “site” in subclause 3.6.13 of that Standard is to be read as a reference to

- (a) the facility at which a fuel, material input or energy source is produced;
- (b) the location where a CO₂e-emission-reduction project described in section 30 is carried out;
- (c) the location where a feedstock used to produce a low-carbon-intensity fuel is harvested;

Seuils d'importance relative quantitative

150 Pour l'application du paragraphe 5.1.7 de la norme ISO 14064-3:2019, le seuil d'importance relative à l'égard de l'importance relative quantitative est égal :

- a) dans le cas de l'intensité en carbone :
 - (i) à 1 gCO₂e/MJ, pour les valeurs absolues inférieures à 20 gCO₂e/MJ,
 - (ii) à 5 %, pour les valeurs absolues comprises entre 20 et 100 gCO₂e/MJ,
 - (iii) à 5 gCO₂e/MJ, pour les valeurs absolues supérieures à 100 gCO₂e/MJ;
- b) dans tout autre cas, à 5 %.

Déclarations erronées qualitatives d'importance significative

151 L'organisme de vérification évalue les déclarations erronées qualitatives figurant dans la demande ou le rapport pour déterminer si elles sont d'importance significative.

Visites de site

152 (1) En plus de satisfaire aux exigences de la norme ISO 14064-3:2019 relatives aux visites de sites, la vérification contient :

- a) s'agissant de la vérification de la demande ou du rapport qui concerne au plus cinq sites, la visite par l'organisme de vérification de chaque site au moins une fois tous les cinq ans après la première visite;
- b) s'agissant de la vérification de la demande ou du rapport qui concerne plus de cinq sites, la visite par l'organisme de vérification de chaque site d'importance significative pour lequel il existe un risque élevé d'inexactitude lorsque la cause probable de l'inexactitude est sur le site et que les activités de collecte de preuves à distance ne permettent pas de réduire les risques à un niveau raisonnable.

Adaptation de la norme ISO 14064-3:2019

(2) Pour l'application de la norme ISO 14064-3:2019, la mention de « site » au paragraphe 3.6.13 de cette norme vaut mention, selon le cas :

- a) de l'installation de production de combustibles, d'apports matériels ou de sources d'énergie;
- b) du lieu où le projet de réduction des émissions de CO₂e visé à l'article 30 est réalisé;
- c) du lieu où sont récoltées les charges d'alimentation utilisées pour produire un combustible à faible intensité en carbone;

- (d)** the point of import into Canada of a low-carbon-intensity fuel;
- (e)** a charging station or fuelling station; or
- (f)** the location of a centralized computer data management system that relates to an application or report.

Aggregate quantitative misstatements

153 (1) Any quantitative misstatements in an application or report, other than those that are negligible, must be aggregated to determine their overall effect on the information in the application or report.

Negligible quantitative misstatement

(2) For the purposes of subsection (1), a quantitative misstatement is considered negligible if its value is less than 5% of the applicable materiality quantitative threshold referred to in section 150.

Material quantitative misstatement

(3) The aggregate value of quantitative misstatements in an application or a report is considered to be material when the result determined by the following formula is greater than the applicable materiality quantitative threshold referred to in section 150:

$$(A \div B) \times 100$$

where

- A** is the aggregate value of the quantitative misstatements in the application or report; and
- B** is the absolute corrected value of quantitative misstatements, as determined by the verification body based on the data that, in the opinion of the verification body, should have been used to calculate those values in the application or report.

Opinion

154 The verification of an application or report must result in

- (a)** an unqualified opinion, if the verification body finds that the application or report does not contain any material misstatements and was prepared in accordance with these Regulations;
- (b)** a qualified opinion, if the verification body finds that the application or report contains one or more misstatements that are not material or finds that there is not sufficient evidence to establish whether the

d) du lieu d'importation d'un combustible à faible intensité en carbone au Canada;

e) d'une borne de recharge ou d'une station de ravitaillement;

f) de l'emplacement du système centralisé de gestion des données informatiques en lien avec la demande ou le rapport.

Regroupement des déclarations erronées quantitatives

153 (1) Les déclarations erronées quantitatives contenues dans une demande ou un rapport, autres que celles qui sont négligeables, sont additionnées pour déterminer leur effet global sur les renseignements figurant dans la demande ou le rapport.

Déclaration erronée quantitative négligeable

(2) Pour l'application du paragraphe (1), la déclaration erronée quantitative est considérée comme étant négligeable si sa valeur est inférieure à 5 % du seuil d'importance relative quantitative applicable visé à l'article 150.

Déclarations erronées quantitatives d'importance significative

(3) La valeur de la somme des déclarations erronées quantitatives figurant dans la demande ou le rapport sont considérées comme étant d'importance significative lorsque le résultat du calcul ci-après est supérieur au seuil d'importance relative quantitative applicable visé à l'article 150 :

$$(A \div B) \times 100$$

où :

- A** représente la valeur de la somme des déclarations erronées quantitatives figurant dans la demande ou le rapport;
- B** la valeur absolue corrigée des déclarations erronées quantitatives, à savoir la valeur déterminée par l'organisme de vérification au moyen des données qui, à son avis, auraient dû être utilisées dans la demande ou le rapport.

Avis

154 La vérification d'une demande ou d'un rapport par l'organisme de vérification se conclut :

- a)** par un avis sans réserve, si l'organisme de vérification conclut que la demande ou le rapport ne contient aucune déclaration erronée d'importance significative et a été préparé conformément au présent règlement;
- b)** par un avis avec réserve, si l'organisme de vérification conclut que la demande ou le rapport contient des déclarations erronées qui ne sont pas d'importance significative ou s'il conclut qu'il n'y a pas de preuves

misstatements are material but that their effect on the application or report is not material;

(c) an adverse opinion, if the verification body finds that the application or report does not present a true and fair view in all material aspects or does not meet the criteria referred to in section 149; or

(d) the disclaimer of the verification, if the verification body finds that it does not have sufficient information or evidence to reach a decision.

suffisantes pour déterminer si les déclarations erronées sont d'importance significative, mais que leur effet sur la demande ou le rapport n'est pas significatif;

c) par un avis défavorable, si l'organisme de vérification conclut que la demande ou le rapport ne donnent pas une image fidèle, dans tous les aspects d'importance relative, ou s'il conclut que la demande ou le rapport ne remplit pas les critères visés à l'article 149;

d) par une décision selon laquelle il est impossible de rendre un avis, si l'organisme de vérification conclut qu'il ne dispose pas des renseignements suffisants pour rendre un avis.

Excess Compliance Credits

Export — request for cancellation and report

155 (1) If compliance credits are created by the production in Canada or import into Canada of a low-carbon-intensity fuel that is subsequently exported, the following persons must request the cancellation of the compliance credits and report the export of the fuel to the Minister:

(a) in the case where the fuel is exported by a primary supplier or registered creator, the primary supplier or registered creator who exported the fuel;

(b) in the case where the compliance credits have been the subject of a transfer request referred to in section 108 and the fuel is exported by a person who is not a primary supplier or registered creator, the primary supplier or registered creator who received the fuel from the registered creator who created those compliance credits; or

(c) in any other case, the registered creator who created the compliance credits as provisional compliance credits.

Cancellation request in report

(2) The request for the cancellation of the compliance credits must be included in the following:

(a) if the cancellation request is made by a registered creator, the report that they submit under section 122; or

(b) if the cancellation request is made by a primary supplier who is not a registered creator, the report that they submit under section 127.

Credit-creation report

(3) In the annual credit-creation report that a registered creator submits under section 120 respecting the creation of provisional compliance credits during a compliance

Excédent d'unités de conformité

Exportations — demande d'annulation

155 (1) Si des unités de conformité sont créées par la production ou l'importation au Canada de combustibles à faible intensité en carbone qui sont ensuite exportés, la personne ci-après demande au ministre l'annulation des unités de conformité et lui fait rapport sur les combustibles exportés :

a) le fournisseur principal ou le créateur enregistré, dans le cas où il a exporté les combustibles;

b) le fournisseur principal ou le créateur enregistré qui a acquis les combustibles du créateur enregistré ayant créé les unités de conformité, dans le cas où celle-ci ont fait l'objet d'une demande visée à l'article 108 et les combustibles sont exportés par une personne qui n'est pas un fournisseur principal ou un créateur enregistré;

c) le créateur enregistré qui a créé les unités de conformité comme unités de conformité provisoires, dans tout autre cas.

Demande d'annulation dans le rapport

(2) La personne visée au paragraphe (1) veille à ce que la demande d'annulation figure :

a) si elle est présentée par le créateur enregistré, dans le rapport que celui-ci transmet au titre de l'article 122;

b) si elle est présentée par le fournisseur principal qui n'est pas un créateur enregistré, dans le rapport que ce fournisseur principal transmet au titre de l'article 127.

Rapport annuel sur la création

(3) Dans le rapport qu'il transmet au titre de l'article 120 sur la création d'unité de conformité provisoires pendant la période de conformité, le créateur enregistré déduit les

period, the registered creator must subtract the following from those credits:

- (a) the compliance credits created from the production in Canada or import into Canada of a low-carbon-intensity fuel under section 19 or 20 that is subsequently exported; or
- (b) the number of compliance credits determined in accordance with subsection 88(2) or 90(2).

Re-submission of report

156 A registered creator must, within 60 days after the day on which they learn of an error made in a report that they submitted under these Regulations, other than a report submitted under section 121, if the error exceeds the significance threshold provided in the Methods for Verification and Certification, submit to the Minister

- (a) an updated report in which the error has been corrected; and
- (b) an updated verification report that contains a verification statement with respect to the corrected version of the report.

Notice of error

157 A registered creator must, within five days after the day on which they learn of an error made in a report that they submitted under subsection 120(1) or 122(1) that resulted in the deposit of a number of compliance credits into one of their accounts opened under section 28 that is greater than the number that should have been deposited, send a notice of that error to the Minister that indicates

- (a) the name of the report that contains the error and the date on which it was submitted;
- (b) the provisions of Schedule 11 or 13 to which the error relates and the nature of the error;
- (c) the difference between the number of compliance credits that were deposited and the number that should have been deposited; and
- (d) whether the account into which the compliance credits were deposited is a liquid-fuel-compliance-credit account opened under paragraph 28(a) or a gaseous-fuel-compliance-credit account opened under paragraph 28(b).

Suspension of excess compliance credits

158 (1) Subject to subsection (2), if the Minister has reason to believe, following the submission of a report by a registered creator or primary supplier under section 120, subsection 121(3) or sections 122 or 127, or following the submission of the form referred to in section 171, that excess compliance credits have been created, the Minister may suspend the excess compliance credits that are in any of the accounts of the registered creator or primary supplier.

nombres ci-après du nombre total d'unités de conformité créées :

- a) les unités de conformité qui ont été créées par la production ou l'importation au Canada de combustibles à faible intensité en carbone au titre des articles 19 ou 20 qui sont ensuite exportés;
- b) le nombre d'unités de conformité déterminé conformément aux paragraphes 88(2) ou 90(2).

Rapport transmis à nouveau

156 Le créateur enregistré qui apprend qu'une erreur a été commise dans le rapport qu'il a transmis au titre d'une disposition du présent règlement, à l'exception de l'article 121, et que cette erreur dépasse le seuil d'importance prévue dans les Méthodes de vérification et de certification doit transmettre au ministre, dans les soixante jours suivant la date de la constatation de l'erreur, à la fois :

- a) un rapport dans lequel l'erreur a été corrigée;
- b) le rapport de vérification à jour contenant l'énoncé de vérification à l'égard de la version corrigée du rapport.

Avis d'erreur

157 Le créateur enregistré qui apprend l'existence d'une erreur dans le rapport qu'il a transmis au titre des paragraphes 120(1) ou 122(1) ayant donné lieu à l'inscription à l'un de ses comptes ouverts au titre de l'article 28 d'un nombre d'unités de conformité supérieur à celui qui aurait dû être inscrit en avise le ministre dans les cinq jours suivant la date de la constatation de l'erreur en indiquant :

- a) le rapport qui contient l'erreur et la date à laquelle il a été transmis;
- b) la nature de l'erreur et la disposition des annexes 11 ou 13 qui est pertinente;
- c) la différence entre le nombre d'unités de conformité inscrites et le nombre d'unités de conformité qui aurait dû être inscrites;
- d) l'alinéa de l'article 28 au titre duquel a été ouvert le compte auquel les unités de conformité ont été inscrites.

Suspension des unités de conformité excédentaires

158 (1) Sous réserve du paragraphe (2), si, à la suite de la transmission d'un rapport au titre de l'article 120, du paragraphe 121(3) ou des articles 122 ou 127, ou suite à la réception du formulaire prévu à l'article 171, le ministre a des raisons de croire que des unités de conformité excédentaires ont été créées, il peut suspendre celles qui sont inscrites à l'un des comptes du créateur enregistré qui les a créées ou du fournisseur principal.

Export

(2) If the Minister has reason to believe, following the submission of a report by a registered creator under section 120 or 122 or a primary supplier under section 127, that excess compliance credits have been created by the production in Canada or the import into Canada of a low-carbon-intensity fuel that is subsequently exported, the Minister may suspend the excess compliance credits that are in the account of

- (a)** the primary supplier or registered creator who exported the fuel, in the case where it was exported by a primary supplier or registered creator;
- (b)** the primary supplier or registered creator who acquired the fuel from the registered creator who created the compliance credits, in the case where it was the subject of a transfer request referred to in section 108 and was exported by a person who is not a primary supplier or registered creator; or
- (c)** the registered creator who created the compliance credits as provisional compliance credits, in any other case.

Suspension of equivalent compliance credits

(3) If any number of the excess compliance credits are not in the accounts referred to in subsections (1) and (2), the Minister may suspend the same number of equivalent compliance credits that are in the accounts or subsequently deposited into the accounts.

Notice of suspension

(4) When the Minister suspends, under subsection (1) or (2), excess compliance credits that are in an account or suspends, for the first time, equivalent compliance credits under subsection (3), the Minister must send a notice to the account holder.

Contents of notice

(5) The notice must include

- (a)** the report in which the Minister has reason to believe that an error exists;
- (b)** an indication of the provisions of Schedule 11, 12, 13 or 18, or the provisions of the form referred to in section 171, to which the error relates as well as the nature of the error;
- (c)** an indication of the account into which the excess compliance credits were deposited;
- (d)** an indication of the number of excess compliance credits that are to be cancelled;
- (e)** an indication of the number of compliance credits, if any, that are suspended under subsection (1) or (2);

Exportations

(2) Si, à la suite de la transmission d'un rapport par le créateur enregistré au titre des articles 120 ou 122 ou par le fournisseur principal au titre de l'article 127, le ministre a des raisons de croire que des unités de conformité excédentaires ont été créées par la production ou l'importation au Canada de combustibles à faible intensité en carbone qui sont ensuite exportés, il peut suspendre celles qui sont inscrites à l'un des comptes dont est titulaire :

- a)** le fournisseur principal ou le créateur enregistré qui a exporté les combustibles, dans le cas où les combustibles sont exportés par un fournisseur principal ou un créateur enregistré;
- b)** le fournisseur principal ou le créateur enregistré qui a acheté les combustibles du créateur enregistré ayant créé les unités de conformité, dans le cas où les combustibles ont fait l'objet d'une demande visée à l'article 108 et sont exportés par une personne qui n'est pas un fournisseur principal ou un créateur enregistré;
- c)** le créateur enregistré qui a créé les unités de conformité comme unités de conformité provisoires, dans tout autre cas.

Suspension des unités de conformité équivalentes

(3) Dans le cas où un nombre d'unités de conformité excédentaires ne sont pas inscrites au compte visé aux paragraphes (1) ou (2), le ministre peut suspendre le même nombre d'unités de conformité équivalentes qui sont inscrites à ce compte ou qui le sont ultérieurement.

Avis de suspension

(4) Lorsqu'il suspend les unités de conformité excédentaires au titre des paragraphes (1) ou (2) et lors de la première suspension d'unités de conformité à l'égard d'un compte au titre du paragraphe (3), le ministre en avise le titulaire du compte.

Contenu de l'avis

(5) L'avis de suspension contient les renseignements suivants :

- a)** le rapport dans lequel le ministre a des raisons de croire qu'une erreur se trouve;
- b)** la nature de l'erreur et la disposition des annexes 11, 12, 13 ou 18, ou de celle du formulaire prévu à l'article 171, qui est pertinente;
- c)** la mention du compte auquel sont inscrites les unités de conformité excédentaires;
- d)** la mention du nombre d'unités de conformité excédentaires créées qui doivent être annulées;
- e)** la mention du nombre d'unités de conformité suspendues au titre des paragraphes (1) ou (2), le cas échéant;

(f) an indication of the number of equivalent compliance credits, if any, that are suspended under subsection (3) and the compliance period in which they were created;

(g) an indication of whether the suspended compliance credits are in a liquid-fuel-compliance-credit account opened under paragraph 28(a) or a gaseous-fuel-compliance-credit account opened under paragraph 28(b); and

(h) a statement that the Minister will suspend any additional equivalent compliance credits until the number of compliance credits that are suspended is equal to the number of excess compliance credits.

No use or transfer

(6) Beginning on the day on which the notice referred to in subsection (4) is received by the account holder and ending on the day on which the suspension is lifted, the account holder must not use suspended compliance credits to comply with the total reduction requirement or a volumetric requirement set out in subsection 6(1) or 7(1) and must not transfer suspended compliance credits under section 106 or 112.

Lifting of suspension

159 If an additional review by the Minister confirms that excess compliance credits were not created, the Minister must lift the suspension of the compliance credits.

Cancellation of excess credits

160 (1) In the following circumstances, the Minister must cancel the excess compliance credits, or the equivalent number of compliance credits, that are in an account referred to in subsection 158(1) or (2):

(a) a person makes a request referred to in subsection 155(1) for the cancellation of compliance credits;

(b) a registered creator sends a notice to the Minister in accordance with section 157; or

(c) after the Minister has suspended compliance credits under subsection 158(1) or (2), an additional review by the Minister confirms that excess compliance credits were created.

Insufficient number of equivalent credits

(2) If the number of excess compliance credits or equivalent compliance credits that are to be cancelled under subsection (1) is greater than the number of such compliance credits in the account, the Minister must send a notice to the account holder that indicates the number of compliance credits that are missing.

f) la mention du nombre d'unités de conformité équivalentes suspendues au titre du paragraphe (3), le cas échéant, et la période de conformité au cours de laquelle elles ont été créées;

g) une mention indiquant si les unités de conformité suspendues figurent dans le compte d'unités de conformité pour les combustibles liquides ouvert au titre de l'alinéa 28a) ou dans le compte d'unités de conformité pour les combustibles gazeux ouvert au titre de l'alinéa 28b);

h) la déclaration que le ministre suspendra toute unité de conformité équivalente supplémentaire jusqu'à ce que le nombre d'unités suspendues soit égal au nombre d'unités de conformité excédentaires.

Ni utilisation ni cession

(6) À compter de la date de réception de l'avis prévu au paragraphe (4), le titulaire du compte ne doit pas utiliser les unités de conformité suspendues pour se conformer à l'exigence de réduction totale ou aux exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) ou 7(1), ni les céder conformément aux articles 106 ou 112 et ce, jusqu'à la levée de la suspension.

Levée de la suspension

159 Si un examen supplémentaire par le ministre confirme qu'aucune unité de conformité excédentaire n'a été créée, le ministre lève la suspension des unités de conformité.

Annulation des unités de conformité

160 (1) Le ministre annule les unités de conformité excédentaires, ou un nombre correspondant d'unités de conformité équivalentes qui sont inscrites au compte visé aux paragraphes 158(1) ou (2), dans les cas suivants :

a) une personne présente la demande d'annulation des unités de conformité visée au paragraphe 155(1);

b) le créateur enregistré avise le ministre conformément à l'article 157;

c) après la suspension des unités de conformité excédentaires au titre des paragraphes 158(1) ou (2), un examen supplémentaire par le ministre confirme que des unités de conformité excédentaires ont été créées.

Nombre insuffisant d'unités

(2) Si le nombre d'unités de conformité excédentaires ou le nombre d'unités de conformité équivalentes qui doivent être annulées est supérieur au nombre de ces unités de conformité inscrites au compte, le ministre en avise le titulaire du compte en indiquant le nombre d'unités de conformité manquantes.

Obligation to balance credits

(3) The account holder must, no later than 90 days after the day on which they receive the notice,

- (a)** ensure that the number of equivalent compliance credits in the account is equal to the number of compliance credits that are missing; and
- (b)** request that the Minister cancel the equivalent compliance credits.

Cancellation of missing compliance credits

(4) On receipt of the request referred to in paragraph (3)(b), the Minister must cancel the equivalent compliance credits.

Measurement, Electronic Reporting and Records

Measurement

Requirements

161 (1) Subject to subsections (2) and (3), a person who is required by these Regulations to record any volume or quantity must determine that volume or quantity

- (a)** by using one or more measurement devices that meet the requirements of the *Weights and Measures Act* and the regulations made under that Act;
- (b)** in accordance with a measurement standard or method that is appropriate for the determination and cited in the *Manual of Petroleum Measurement Standards*, published by the American Petroleum Institute; or
- (c)** in accordance with any applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1).

Non-application

(2) If there is no measurement device, standard or method referred to in subsection (1) that would allow the person to determine the volume or quantity in accordance with that subsection, the person must record the volume or quantity as accurately determined by another person who is independent of them and record the following information obtained from the other person:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the volume, expressed in cubic metres, or the quantity, expressed in kilograms for solids, in cubic metres for liquid, in cubic metres or kilograms for gas and in

Obligation du titulaire du compte

(3) Dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de réception de l'avis, le titulaire du compte, à la fois :

- a)** veille à ce qu'un nombre d'unités de conformité équivalentes égal au nombre d'unités de conformité manquantes soit inscrit à ce compte;
- b)** demande au ministre d'annuler les unités de conformité équivalentes.

Annulation des unités de conformité équivalentes

(4) Dès la réception de la demande prévue à l'alinéa (3)b), le ministre annule les unités de conformité équivalentes.

Mesure, rapports électroniques et consignation

Mesure

Exigences

161 (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), la personne tenue, aux termes du présent règlement, de consigner un volume ou une quantité détermine ce volume ou cette quantité, selon le cas :

- a)** à l'aide d'un ou de plusieurs instruments de mesure conformes aux exigences de la *Loi sur les poids et mesures* et de ses règlements;
- b)** conformément à une norme de mesure ou à une méthode de mesure qui conviennent à cette détermination et qui sont mentionnées dans le *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'American Petroleum Institute;
- c)** conformément à la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1).

Non-application

(2) Si aucun instrument, norme ou méthode de mesure visés au paragraphe (1) ne permet de déterminer le volume ou la quantité, la personne consigne le volume ou la quantité exacts déterminés par une autre personne n'ayant aucun lien de dépendance avec elle, ainsi que les renseignements ci-après obtenus de celle-ci :

- a)** les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de l'autre personne;
- b)** le volume, exprimé en mètres cubes, ou la quantité, exprimée en kilogrammes pour les solides, en mètres cubes pour les liquides, en mètres cubes ou en

kilowatt-hours for electricity, and an indication of the fuel in question;

(c) the date on which and the location where the determination was made; and

(d) the measurement device, standard or method used to determine the volume or quantity.

Volumetric correction

(3) Unless otherwise specified by a provision of these Regulations, a person who determines a volume in accordance with subsection (1) must correct the volume to standard conditions. However, a person who imports into Canada a volume of fuel may correct its volume to a temperature of 15.6°C (59°F), if the person records the correction.

Biogas energy density

162 (1) A measurement of the energy density of biogas may be carried out in accordance with the fuel heat content monitoring requirements set out in section 2.D.3 of the document entitled *Canada's Greenhouse Gas Quantification Requirements / Greenhouse Gas Reporting Program*, published by the Minister, and must be corrected to standard conditions.

Minimum sampling

(2) A primary supplier must conduct the sampling of biogas at least once every month.

Determination of energy density

(3) The weighted average of the energy density of biogas for a compliance period must be determined based on the measurement of energy density weighted by the volume of biogas produced.

Rounding

163 (1) Unless otherwise specified by a provision of these Regulations, a person who performs a calculation or submits a report under these Regulations must round the result of the calculation or all values in the report, as the case may be, in accordance with the rounding procedures set out in International Standard ASTM E29-22, entitled *Standard Practice for Using Significant Digits in Test Data to Determine Conformance with Specifications*, published by ASTM International.

Tonnes of CO₂e

(2) A primary supplier must round the result of a calculation made under section 9 to the nearest whole tonne of CO₂e or, if the result is halfway between two consecutive whole numbers, to the greater of those whole numbers.

kilogrammes pour les gaz et en kilowattheures pour l'électricité, ainsi que le combustible en cause;

(c) la date et le lieu de la détermination;

(d) l'instrument, la norme ou la méthode de mesure utilisés pour la détermination.

Correction volumétrique

(3) Sauf disposition contraire du présent règlement, la personne qui détermine le volume conformément au paragraphe (1) le corrige en fonction des conditions normales. Toutefois, la personne qui importe au Canada un volume de combustible peut le corriger en fonction d'une température de 15,6 °C (59 °F), auquel cas elle consigne la correction.

Densité énergétique du biogaz

162 (1) Les mesures de la densité énergétique du biogaz peuvent être effectuées conformément aux exigences de mesure du contenu calorifique des combustibles prévues à la section 2.D.3 du document intitulé *Exigences relatives à la quantification des gaz à effet de serre du Canada / Programme de déclaration des gaz à effet de serre*, publié par le ministre, et sont corrigées en fonction des conditions normales.

Échantillonnage minimum

(2) Le fournisseur principal effectue l'échantillonnage du biogaz au moins une fois par mois.

Détermination de la densité énergétique

(3) La moyenne pondérée de la densité énergétique du biogaz pour chaque période de conformité est déterminée par la pondération des mesures de densité énergétique par le volume de biogaz produit.

Arrondissement

163 (1) Sauf disposition contraire du présent règlement, la personne qui effectue un calcul ou transmet un rapport exigé aux termes du présent règlement arrondit le résultat du calcul ou les valeurs contenues dans le rapport conformément à la procédure d'arrondissement prévue par la norme ASTM E29-22, intitulée *Standard Practice for Using Significant Digits in Test Data to Determine Conformance with Specifications* et publiée par l'ASTM International.

Tonnes métriques de CO₂e

(2) Le fournisseur principal arrondit le résultat du calcul qu'il effectue en application de l'article 9 à la tonne métrique entière de CO₂e la plus proche ou, si ce résultat est équidistant de deux nombres entiers consécutifs, au plus élevé de ceux-ci.

Approved carbon intensity

(3) A registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier must round a carbon intensity approved by the Minister under subsection 85(1) to the nearest whole number or, if the result is halfway between two consecutive whole numbers, to the greater of those whole numbers.

Compliance credits

(4) A number of compliance credits created under a provision of these Regulations must be rounded to the nearest whole number or, if the result is halfway between two consecutive whole numbers, to the greater of those whole numbers.

Electronic Reporting

Electronic submission — report or notice

164 (1) A person who is required by these Regulations to submit a report or send a notice to the Minister must do so electronically in the form specified by the Minister and the report or notice must bear the signature of the person's authorized agent.

Paper report or notice

(2) If the Minister has not specified an electronic form or it is impractical for the person to submit the report or send the notice electronically because of circumstances beyond their control, the person must submit or send a paper version of the report or notice, signed by their authorized agent, in the form specified by the Minister or, if no form has been specified, in any reasonable form.

Calculation of carbon intensity

(3) A person who submits a calculation of a carbon intensity to the Minister must submit it electronically in the form specified by the Minister or, if no form has been specified, in any reasonable form.

Recording and Retention of Information

When records are made

165 Except as otherwise provided in these Regulations, any person who is required to record information must record it within 30 days after the day on which it becomes available.

Retention of information

166 (1) A person who is required by these Regulations to record information or keep it up to date, submit a report or plan or send a notice must retain a record of the information or copy of the report, plan or notice, as the case

Intensité en carbone approuvée

(3) Le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone enregistré ou le fournisseur étranger arrondit l'intensité en carbone approuvée par le ministre au titre du paragraphe 85(1) au nombre entier le plus proche ou, si elle est équidistante de deux nombres entiers consécutifs, au plus élevé de ceux-ci.

Unités de conformité

(4) Le nombre d'unités de conformité créées au titre d'une disposition du présent règlement est arrondi au nombre entier le plus proche ou, s'il est équidistant de deux nombres entiers consécutifs, au plus élevé de ceux-ci.

Rapports électroniques

Transmission électronique — rapports ou avis

164 (1) Toute personne tenue, en application du présent règlement, de transmettre un rapport ou un avis le transmet au ministre électroniquement en la forme que le ministre précise et le rapport et l'avis portent la signature de l'agent autorisé.

Support papier

(2) Si le ministre n'a pas précisé de forme électronique ou s'il est difficile pour la personne tenue de transmettre un rapport ou un avis de le faire électroniquement en raison de circonstances indépendantes de sa volonté, le rapport ou l'avis, signé par un agent autorisé, est transmis sur support papier en la forme que le ministre précise, ou sous une forme acceptable si aucune forme n'est précisée.

Transmission électronique — calculs

(3) Toute personne tenue, en application du présent règlement, de transmettre les calculs nécessaires à la détermination de l'intensité en carbone des combustibles transmet ces calculs électroniquement, en la forme que le ministre précise, ou sous une forme acceptable si aucune forme n'est précisée.

Consignation et conservation des renseignements

Moment de la consignation

165 Sauf disposition contraire du présent règlement, toute personne tenue, en application du présent règlement, de consigner des renseignements le fait dans les trente jours suivant la date où ils sont accessibles.

Conservation des renseignements

166 (1) Toute personne tenue, en application du présent règlement, de consigner ou de tenir à jour des renseignements ou de transmettre un rapport, un plan ou un avis conserve les renseignements ou une copie du rapport, du

may be, as well as any supporting documents, for a period of 10 years after the day on which the information is recorded or updated, the report or plan is submitted or the notice is sent, as the case may be.

Verification or certification body

(2) A verification body or certification body must, in accordance with the Methods for Verification and Certification, retain the books and records that they have verified or certified, or a copy of those books and records, for a period of 10 years after the day on which they are verified or certified.

Emission-reduction projects

(3) A person who is required to retain any information and documents, including reports, plans, notices and supporting documents, that relate to a CO₂e-emission-reduction project referred to in paragraph 19(1)(a) or 20(a) must retain the information and documents for a period of 10 years after the day on which the carrying out of the project ceases to create compliance credits.

Location of records

(4) A foreign supplier, primary supplier, carbon-intensity contributor or registered creator who is required under subsection (1) or (3) to retain any information or documents, including supporting documents, must keep the information and documents at their principal place of business in Canada or at another place in Canada where they may be inspected, in which case the foreign supplier, primary supplier, carbon-intensity contributor or registered creator must provide the Minister with the civic address of that other place.

Exception

(5) Despite subsection (4), a registered creator who carries out a CO₂e-emission-reduction project outside Canada or a foreign supplier or carbon-intensity contributor who is outside Canada may keep the information and documents referred to in that subsection at their principal place of business outside Canada, in which case they must provide the Minister with the civic address of that place.

Records related to compliance units

167 (1) A primary supplier who, on December 31, 2022, is required by section 38 of the *Renewable Fuels Regulations* to keep a record, a copy of a report or notice or a supporting document that is related to a gasoline compliance unit referred to in subsection 169(1) of these Regulations or a distillate compliance unit referred to in subsection 170(1) of these Regulations must keep those documents until March 31, 2033.

plan ou de l'avis, ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins dix ans après la date de la consignation ou de la mise à jour des renseignements ou de la transmission du rapport, du plan ou de l'avis.

Organisme de vérification ou certification

(2) Tout organisme de vérification ou de certification conserve, conformément aux Méthodes de vérification et de certification, les livres et registres qu'il a vérifiés ou certifiés, ou une copie de ces livres et registres, pendant au moins dix ans après la date de leur vérification ou certification.

Projets de réduction des émissions

(3) Toute personne qui, en application du présent règlement, est tenue de conserver des renseignements et documents — notamment les rapports, plans, avis et documents à l'appui — qui concernent un projet de réduction des émissions de CO₂e visé aux alinéas 19(1)a) ou 20a), les conserve pendant au moins dix ans après la date à laquelle le projet cesse de donner lieu à la création d'unités de conformité.

Lieu de conservation

(4) Le fournisseur étranger, le fournisseur principal, le contributeur à l'intensité en carbone ou le créateur enregistré conserve les renseignements et documents — notamment les rapports, plans, avis et documents à l'appui — visés aux paragraphes (1) ou (3) à l'établissement principal de celui-ci au Canada ou en tout autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés. Si ces renseignements et documents sont conservés à cet autre lieu, le fournisseur étranger, le fournisseur principal, le contributeur à l'intensité en carbone ou le créateur enregistré en fournit l'adresse municipale au ministre.

Exception

(5) Toutefois, le créateur enregistré qui réalise à l'étranger un projet de réduction des émissions de CO₂e reconnu, ou le fournisseur étranger ou le contributeur à l'intensité en carbone qui se trouve à l'étranger peut conserver les renseignements et documents visés au paragraphe (4) à son établissement principal à l'extérieur du Canada s'il en fournit l'adresse municipale au ministre.

Conservation des renseignements — unités de conformité

167 (1) Le fournisseur principal qui au 31 décembre 2022 est tenu, conformément à l'article 38 du *Règlement sur les carburants renouvelables*, de conserver des renseignements ou la copie d'un rapport ou d'un avis ou tout document à l'appui, concernant les unités de conformité visant l'essence mentionnées au paragraphe 169(1) ou les unités de conformité visant le distillat mentionnées au paragraphe 170(1), est tenu de les conserver jusqu'au 31 mars 2033.

Other records

(2) A primary supplier who, on December 31, 2023, is required by section 38 of the *Renewable Fuels Regulations* to keep a record, a copy of a report or notice or a supporting document, other than one referred to in subsection (1), must keep those documents for 10 years after the day on which they make the record or submit or send the report or notice, as the case may be.

Location of records

(3) A primary supplier who is required under subsection (1) or (2) to keep any records, copies or supporting documents must keep them at their principal place of business in Canada, or at another place in Canada where they may be inspected, in which case the primary supplier must provide the Minister with the civic address of that other place.

Information requested by Minister

168 A person who is required to record any information must, on the Minister's request, provide a copy of the record to the Minister.

Transitional Provisions**Gasoline compliance units**

169 (1) If, on April 30, 2024, a primary supplier owns gasoline compliance units under the *Renewable Fuels Regulations*, the number of compliance credits that is determined by the following formula must be deposited into their account that was opened under paragraph 28(a) of these Regulations:

$$CI_{\text{diff}} \times (\text{GCU} \times D) \times 10^{-9}$$

where

CI_{diff} is the difference between 59 g/MJ and the reference carbon intensity for the liquid class, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1 to these Regulations;

GCU is the number of gasoline compliance units that the primary supplier owned at the end of the trading period established by the *Renewable Fuels Regulations* for the 2022 compliance period; and

D is 23 419 MJ/m³.

Volumetric requirement

(2) For the purposes of subsection 12(1), each compliance credit deposited under subsection (1) is deemed to have been created under paragraph 19(1)(b) or (c) by producing in Canada or importing into Canada an equivalent volume of low-carbon-intensity fuel that is ethanol.

Conservation de tout autre renseignement

(2) Le fournisseur principal qui au 31 décembre 2023 est tenu, conformément à l'article 38 du *Règlement sur les carburants renouvelables*, de conserver des renseignements ou la copie d'un rapport ou d'un avis autres que les renseignements ou la copie visés au paragraphe (1) est tenu de les conserver, ainsi que tout document à l'appui, pendant dix ans après la date de consignation des renseignements ou de transmission du rapport ou de l'avis.

Lieu de conservation

(3) Le fournisseur principal conserve les renseignements, copies et documents à l'appui visés aux paragraphes (1) ou (2) à son établissement principal au Canada ou en tout autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés. S'ils sont conservés à cet autre lieu, le fournisseur principal en fournit l'adresse municipale au ministre.

Demande du ministre — renseignements

168 Toute personne tenue de consigner des renseignements en application du présent règlement en fournit la copie au ministre sur demande.

Dispositions transitoires**Unités de conformité visant l'essence**

169 (1) Si le fournisseur principal est propriétaire d'unités de conformité visant l'essence au titre du *Règlement sur les carburants renouvelables* le 30 avril 2024, le nombre d'unités de conformité déterminé selon la formule ci-après est inscrit à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28a) :

$$IC_{\text{diff}} \times (\text{UCE} \times D) \times 10^{-9}$$

où :

IC_{diff} représente la différence entre l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, et 59 gCO₂e/MJ;

UCE le nombre d'unités de conformité visant l'essence dont le fournisseur principal était propriétaire à la fin de la période d'échange prévue par le *Règlement sur les carburants renouvelables* pour la période de conformité de 2022;

D 23 419 MJ/m³.

Exigence volumétrique

(2) Pour l'application du paragraphe 12(1), chaque unité de conformité est réputée créée au titre des alinéas 19(1)(b) ou c) par la production ou l'importation au Canada d'un volume équivalent de combustible à faible intensité en carbone qui est de l'éthanol.

Distillate compliance units

170 (1) If, on April 30, 2024, a primary supplier owns distillate compliance units under the *Renewable Fuels Regulations*, the number of compliance credits that is determined by the following formula must be deposited into their account that was opened under paragraph 28(a) of these Regulations:

$$CI_{\text{diff}} \times (\text{DCU} \times D) \times 10^{-9}$$

where

CI_{diff} is the difference between 35 g/MJ and the reference carbon intensity for the liquid class, as set out in item 1, column 2, of Schedule 1 to these Regulations;

DCU is the number of distillate compliance units that the primary supplier owned at the end of the trading period established by the *Renewable Fuels Regulations* for the 2022 compliance period; and

D is 35 057 MJ/m³.

Volumetric requirement

(2) For the purposes of subsection 12(2), each compliance credit deposited under subsection (1) is deemed to have been created under paragraph 19(1)(b) or (c) by producing in Canada or importing into Canada an equivalent volume of a diesel replacement.

Request for deposit of credits

171 A primary supplier may request the deposit of compliance credits into their account in accordance with section 169 or 170 of these Regulations by providing a form to the Minister, no later than April 30, 2024, that is signed by their authorized agent and contains the following information:

(a) the number of gasoline compliance units that the primary supplier owned at the end of the trading period established by the *Renewable Fuels Regulations* for the 2022 compliance period;

(b) the number of distillate compliance units that the primary supplier owned at the end of the trading period established by the *Renewable Fuels Regulations* for the 2022 compliance period; and

(c) the number of compliance credits that will be deposited into their account that was opened under paragraph 28(a) of these Regulations.

Unités de conformité visant le distillat

170 (1) Si le fournisseur principal est propriétaire d'unités de conformité visant le distillat au titre du *Règlement sur les carburants renouvelables* le 30 avril 2024, le nombre d'unités de conformité déterminé selon la formule ci-après est inscrit à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28a) :

$$IC_{\text{diff}} \times (\text{UCD} \times D) \times 10^{-9}$$

où :

IC_{diff} représente la différence entre l'intensité en carbone de référence pour la catégorie des combustibles liquides prévue à l'article 1 de l'annexe 1, dans la colonne 2, et 35 gCO₂e/MJ;

UCD le nombre d'unités de conformité visant le distillat dont le fournisseur principal était propriétaire à la fin de la période d'échange prévue par le *Règlement sur les carburants renouvelables* pour la période de conformité de 2022;

D 35 057 MJ/m³.

Exigence volumétrique

(2) Pour l'application du paragraphe 12(2), chaque unité de conformité inscrite au compte au titre du paragraphe (1) est réputée créée au titre des alinéas 19(1)(b) ou c) par la production ou l'importation au Canada d'un volume équivalent de substitut du diesel.

Demande d'inscription d'unités

171 Le fournisseur principal peut demander l'inscription à son compte des unités de conformité conformément aux articles 169 ou 170 en fournissant au ministre, au plus tard le 30 avril 2024, un formulaire signé par son agent autorisé qui contient les renseignements suivants :

a) le nombre d'unités de conformité visant l'essence dont il était propriétaire à la fin de la période d'échange prévue par le *Règlement sur les carburants renouvelables* pour la période de conformité de 2022;

b) le nombre d'unités de conformité visant le distillat dont le fournisseur principal était propriétaire à la fin de la période d'échange prévue par le *Règlement sur les carburants renouvelables* pour la période de conformité de 2022;

c) le nombre d'unités de conformité qui seront inscrites à son compte ouvert au titre de l'alinéa 28a).

Consequential Amendments

Renewable Fuels Regulations

172 (1) Paragraph (c) of the definition *distillate compliance period* in subsection 1(1) of the *Renewable Fuels Regulations*¹ is replaced by the following:

(c) after December 31, 2014, each calendar year until December 31, 2022. (*période de conformité visant le distillat*)

(2) Paragraph (b) of the definition *gasoline compliance period* in subsection 1(1) of the Regulations is replaced by the following:

(b) after December 31, 2012, each calendar year until December 31, 2022. (*période de conformité visant l'essence*)

Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Regulations

173 Division 14 of Part 5 of Schedule 1 to the *Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Regulations*² is repealed.

174 Schedule 1 to the Regulations is amended by adding the following after Division 17 of Part 5:

Clean Fuel Regulations

DIVISION 18

	Column 1	Column 2
Item	Provision	Violation Type
1	4(3)	A
2	10(1)	A
3	10(3)	A
4	11(3)	B
5	12(3)	B
6	13(1)	B
7	13(2)	B
8	13(3)	B
9	13(4)	B

¹ SOR/2010-189

² SOR/2017-109

Modifications corrélatives

Règlement sur les carburants renouvelables

172 (1) L'alinéa c) de la définition de *période de conformité visant le distillat*, au paragraphe 1(1) du *Règlement sur les carburants renouvelables*¹, est remplacé par ce qui suit :

c) par la suite, chaque année civile jusqu'au 31 décembre 2022. (*distillate compliance period*)

(2) L'alinéa b) de la définition de *période de conformité visant l'essence*, au paragraphe 1(1) du même règlement, est remplacé par ce qui suit :

b) par la suite, chaque année civile jusqu'au 31 décembre 2022. (*gasoline compliance period*)

Règlement sur les pénalités administratives en matière d'environnement

173 La section 14 de la partie 5 de l'annexe 1 du *Règlement sur les pénalités administratives en matière d'environnement*² est abrogée.

174 La partie 5 de l'annexe 1 du même règlement est modifiée par adjonction, après la section 17, de ce qui suit :

Règlement sur les combustibles propres

SECTION 18

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Disposition	Type de violation
1	4(3)	A
2	10(1)	A
3	10(3)	A
4	11(3)	B
5	12(3)	B
6	13(1)	B
7	13(2)	B
8	13(3)	B
9	13(4)	B

¹ DORS/2010-189

² DORS/2017-109

Column 1			Colonne 1		
Item	Provision	Violation Type	Article	Disposition	Type de violation
10	13(5)	B	10	13(5)	B
11	14(1)	B	11	14(1)	B
12	14(2)	B	12	14(2)	B
13	14(3)	B	13	14(3)	B
14	14(4)	B	14	14(4)	B
15	15(1)	B	15	15(1)	B
16	15(2)	B	16	15(2)	B
17	15(3)	B	17	15(3)	B
18	16(3)	B	18	16(3)	B
19	18(1)	B	19	18(1)	B
20	18(3)	B	20	18(3)	B
21	18(4)	B	21	18(4)	B
22	22(1)	A	22	22(1)	A
23	23(2)	B	23	23(2)	B
24	25(2)	A	24	25(2)	A
25	26(1)	A	25	26(1)	A
26	26(2)	A	26	26(2)	A
27	26(3)	A	27	26(3)	A
28	45(4)	B	28	45(4)	B
29	59(1)	A	29	59(1)	A
30	59(2)	A	30	59(2)	A
31	95(2)	B	31	95(2)	B
32	95(3)	B	32	95(3)	B
33	97(2)	B	33	97(2)	B
34	97(3)	B	34	97(3)	B
35	99(1)	A	35	99(1)	A
36	100(1)	A	36	100(1)	A
37	103(1)	B	37	103(1)	B
38	103(6)	B	38	103(6)	B
39	103(7)	A	39	103(7)	A
40	108(1)	B	40	108(1)	B
41	108(2)	B	41	108(2)	B
42	110(2)	B	42	110(2)	B
43	112(1)	B	43	112(1)	B
44	112(2)	B	44	112(2)	B
45	112(3)	B	45	112(3)	B
46	112(4)	B	46	112(4)	B
47	112(5)	B	47	112(5)	B
48	118(2)	B	48	118(2)	B
49	119(1)	B	49	119(1)	B

Column 1			Colonne 1		
Item	Provision	Violation Type	Article	Disposition	Type de violation
50	120(1)	B	50	120(1)	B
51	120(2)	B	51	120(2)	B
52	120(3)	B	52	120(3)	B
53	120(4)	B	53	120(4)	B
54	121(1)	B	54	121(1)	B
55	121(2)	B	55	121(2)	B
56	121(3)	B	56	121(3)	B
57	122(1)	B	57	122(1)	B
58	122(2)	B	58	122(2)	B
59	123(1)	B	59	123(1)	B
60	123(2)	B	60	123(2)	B
61	124(1)	B	61	124(1)	B
62	124(2)	B	62	124(2)	B
63	125(1)	B	63	125(1)	B
64	125(2)	B	64	125(2)	B
65	126(1)	B	65	126(1)	B
66	126(2)	B	66	126(2)	B
67	127(1)	B	67	127(1)	B
68	127(2)	B	68	127(2)	B
69	128(1)	B	69	128(1)	B
70	128(2)	B	70	128(2)	B
71	130(1)	B	71	130(1)	B
72	131(1)	B	72	131(1)	B
73	131(3)	B	73	131(3)	B
74	132	B	74	132	B
75	135	B	75	135	B
76	136(1)	B	76	136(1)	B
77	136(2)	B	77	136(2)	B
78	145(2)	B	78	145(2)	B
79	145(4)	B	79	145(4)	B
80	155(1)	B	80	155(1)	B
81	155(2)	B	81	155(2)	B
82	155(3)	B	82	155(3)	B
83	156	B	83	156	B
84	157	B	84	157	B
85	158(6)	B	85	158(6)	B
86	160(3)	B	86	160(3)	B
87	161(1)	A	87	161(1)	A
88	161(2)	A	88	161(2)	A
89	161(3)	A	89	161(3)	A

	Column 1	Column 2
Item	Provision	Violation Type
90	162(2)	A
91	163(1)	A
92	163(2)	A
93	163(3)	A
94	164(1)	A
95	164(2)	A
96	164(3)	A
97	165	A
98	166(1)	A
99	166(3)	A
100	166(4)	A
101	166(5)	A
102	167(1)	A
103	167(2)	A
104	167(3)	A
105	168	B

	Colonne 1	Colonne 2
Article	Disposition	Type de violation
90	162(2)	A
91	163(1)	A
92	163(2)	A
93	163(3)	A
94	164(1)	A
95	164(2)	A
96	164(3)	A
97	165	A
98	166(1)	A
99	166(3)	A
100	166(4)	A
101	166(5)	A
102	167(1)	A
103	167(2)	A
104	167(3)	A
105	168	B

Repeal

Repeal

175 The *Renewable Fuels Regulations*³ are repealed.

Coming into Force

Registration

176 (1) Subject to subsection (2), these Regulations come into force on the day on which they are registered.

September 30, 2024

(2) Sections 173 and 175 come into force on September 30, 2024.

Abrogation

Abrogation

175 Le *Règlement sur les carburants renouvelables*³ est abrogé.

Entrée en vigueur

Enregistrement

176 (1) Sous réserve du paragraphe (2), le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

30 septembre 2024

(2) Les articles 173 et 175 entrent en vigueur le 30 septembre 2024.

³ SOR/2010-189

³ DORS/2010-189

SCHEDULE 1

(Subsections 1(1) and (2), 94(2), 95(4), 98(2), 99(3) and (4), 100(2), 101(2), 102(2), 104(2), 169(1) and 170(1))

ANNEXE 1

(paragraphe 1(1) et (2), 94(2), 95(4), 98(2), 99(3) et (4), 100(2), 101(2), 102(2), 104(2), 169(1) et 170(1))

Reference Carbon Intensity

Column 1		Column 2								
		Reference Carbon Intensity (gCO ₂ e/MJ)								
Item	Fuel	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030 and after
1	Liquid class	89.2	89.2	87.9	86.6	85.3	84.0	82.7	81.4	80.1
2	Biogas, renewable natural gas or hydrogen	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8	67.8
3	Renewable propane or co-processed low-carbon-intensity propane	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4

Intensité en carbone de référence

Colonne 1		Colonne 2								
		Intensité en carbone de référence (gCO ₂ e/MJ)								
Article	Combustibles	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030 et après
1	Catégorie des combustibles liquides	89,2	89,2	87,9	86,6	85,3	84,0	82,7	81,4	80,1
2	Biogaz, gaz naturel renouvelable ou hydrogène	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8	67,8
3	Propane renouvelable ou propane cotraité à faible intensité en carbone	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4

SCHEDULE 2

(Section 9 and subsections 94(2), 95(3) and (4), 96(2), 98(2), 99(3) and (4), 100(2) and 104(2) and Schedules 11, 12 and 13)

ANNEXE 2

(article 9 et paragraphes 94(2), 95(3) et (4), 96(2), 98(2), 99(3) et (4), 100(2) et 104(2) et annexes 11, 12 et 13)

Energy Density of Fuels

Column 1		Column 2	Column 3
Item	Fuel or Energy Source	Energy Density	Measurement Unit
1	Biogas	18.57	MJ/m ³
2	Renewable natural gas	38	MJ/m ³
3	Compressed natural gas	38	MJ/m ³
4	Hydrogen	141.8	MJ/kg
5	Ethanol	23 419	MJ/m ³
6	Liquefied natural gas	55.21	MJ/kg
7	Renewable propane (in the liquid state)	25 310	MJ/m ³

Densité énergétique des combustibles

Colonne 1		Colonne 2	Colonne 3
Article	Combustible ou source d'énergie	Densité énergétique	Unité
1	Biogaz	18,57	MJ/m ³
2	Gaz naturel renouvelable	38	MJ/m ³
3	Gaz naturel comprimé	38	MJ/m ³
4	Hydrogène	141,8	MJ/kg
5	Éthanol	23 419	MJ/m ³
6	Gaz naturel liquéfié	55,21	MJ/kg
7	Propane renouvelable (à l'état liquide)	25 310	MJ/m ³

	Column 1	Column 2	Column 3
Item	Fuel or Energy Source	Energy Density	Measurement Unit
8	Propane (in the liquid state)	25 310	MJ/m ³
9	Gasoline	34 690	MJ/m ³
10	Hydrogenation-derived renewable diesel	34 921	MJ/m ³
11	Biodiesel	35 183	MJ/m ³
12	Low-carbon-intensity fuel suitable for use in aviation	37 400	MJ/m ³
13	Diesel	38 650	MJ/m ³

	Colonne 1	Colonne 2	Colonne 3
Article	Combustible ou source d'énergie	Densité énergétique	Unité
8	propane (à l'état liquide)	25 310	MJ/m ³
9	Essence	34 690	MJ/m ³
10	Diesel renouvelable produit par hydrogénation	34 921	MJ/m ³
11	Biodiesel	35 183	MJ/m ³
12	Combustible à faible intensité en carbone utilisé dans l'aviation	37 400	MJ/m ³
13	Diesel	38 650	MJ/m ³

SCHEDULE 3

(Paragraph 1(4)(o) and subsections 10(1) and (3) and 25(1) and section 26)

Contents of Registration Report

1 The following information with respect to the primary supplier or registered creator, as the case may be:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** their business number, if any;
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and
- (d)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 The following information with respect to each facility at which the primary supplier produces gasoline or diesel:

- (a)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the facility; and
- (b)** whether it is gasoline or diesel that is produced at the facility.

3 The following information with respect to each province into which the primary supplier imports gasoline or diesel into Canada from outside Canada:

- (a)** the name of the province; and
- (b)** whether it is gasoline or diesel that is imported into the province by the primary supplier.

ANNEXE 3

(alinéa 1(4)o, paragraphes 10(1) et (3) et 25(1) et article 26)

Contenu du rapport d'enregistrement

1 Les renseignements ci-après sur le fournisseur principal ou le créateur enregistré, selon le cas :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** son numéro d'entreprise, le cas échéant;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- d)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Les renseignements ci-après sur chaque installation où le fournisseur principal produit de l'essence ou du diesel :

- a)** ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale;
- b)** s'il s'agit d'essence ou de diesel qui y est produit;

3 Les renseignements ci-après pour chaque province où le fournisseur principal importe au Canada de l'essence ou du diesel en provenance d'un autre pays :

- a)** le nom de cette province;
- b)** s'il s'agit d'essence ou de diesel qui est importé par le fournisseur principal dans cette province.

4 If the registered creator intends to create compliance credits by carrying out a CO₂e-emission-reduction project referred to in section 30 of these Regulations, the following information:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the facility where the project is carried out or, if the project is carried out at a location other than a facility, the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the equipment that is used to carry out the project;

(b) the type of any fuel, material input or energy source that is used to carry out the project if an application for the approval of the carbon intensity of that fuel, material input or energy source is required by the applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations; and

(c) if the project is one described in paragraph 30(d) of these Regulations, for each co-processed low-carbon intensity fuel that is imported into Canada for use as a fuel in Canada, whether as a neat fuel or as part of a blend, its type and the name of the province into which the co-processed low carbon intensity fuel is imported.

5 If the registered creator intends to create compliance credits by importing into Canada a low-carbon-intensity fuel for use in Canada as a fuel, whether as neat fuel or as part of a blend, the following information for each province into which the registered creator intends to import fuel:

(a) the name of the province; and

(b) the type of fuel that will be imported.

6 If the registered creator intends to create compliance credits by producing a low-carbon-intensity fuel for use in Canada as a fuel, whether as neat fuel or as part of a blend, the following information with respect to each facility at which the fuel will be produced:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the facility; and

(b) the type of fuel produced at the facility.

7 If the registered creator intends to create compliance credits by producing biogas for use in equipment to produce electricity, the following information:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each facility at which the biogas will be produced; and

4 Dans le cas où le créateur enregistré a l'intention de créer des unités de conformité en réalisant un projet de réduction des émissions de CO₂e prévu à l'article 30 du présent règlement, les renseignements suivants :

a) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièème près et, le cas échéant, adresse municipale de l'installation où le projet est réalisé ou, s'il est réalisé dans un lieu autre qu'une installation, de l'équipement utilisé pour le réaliser;

b) le type de combustible, d'apport matériel ou de source d'énergie utilisé pour réaliser le projet pour lequel une demande d'approbation de l'intensité en carbone est requise par la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement;

c) dans le cas d'un projet prévu à l'alinéa 30d) du présent règlement, pour chaque combustible cotraité à faible intensité en carbone importé au Canada pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange, son type et le nom de la province où le combustible cotraité à faible intensité en carbone est importé.

5 Dans le cas où le créateur enregistré a l'intention de créer des unités de conformité en important au Canada des combustibles à faible intensité en carbone pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange, les renseignements suivants, pour chaque province d'importation :

a) le nom de cette province;

b) le type de combustible qui sera importé.

6 Dans le cas où le créateur enregistré a l'intention de créer des unités de conformité en produisant des combustibles à faible intensité en carbone pour utilisation au Canada comme combustible pur ou dans un mélange, les renseignements ci-après sur chaque installation où les combustibles seront produits :

a) ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièème près et, le cas échéant, adresse municipale;

b) le type de combustible qui y sera produit.

7 Dans le cas où le créateur enregistré a l'intention de créer des unités de conformité en produisant du biogaz pour utilisation dans un équipement de production d'électricité, les renseignements suivants :

a) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièème près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où le biogaz sera produit;

(b) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each facility at which the electricity will be produced.

8 If the registered creator intends to create compliance credits by displacing the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class as a fuel for a vehicle with the use in Canada of a quantity of propane, renewable propane, co-processed low-carbon-intensity propane, compressed natural gas, compressed renewable natural gas, liquefied natural gas or liquefied renewable natural gas as a fuel for a vehicle, the following information with respect to each fuelling station that supplied the fuel that displaces the fuel in the liquid class:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the fuelling station; and

(b) the type of each fuel that will be supplied at the fuelling station for which the registered creator intends to create compliance credits.

9 If the registered creator is a charging-network operator and intends to create compliance credits by displacing the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class as a fuel for a vehicle with the use in Canada of electricity as an energy source supplied to an electric vehicle by a charging station that is intended primarily for use by the occupants of a private dwelling-place, with respect to each charging station at which the electricity will be supplied, the name of the province in which it is located.

10 If the registered creator is a charging-network operator and intends to create compliance credits by displacing the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class as a fuel for a vehicle with the use in Canada of electricity as an energy source supplied to an electric vehicle by a charging station that is intended primarily for use by the public, with respect to each charging station at which the electricity will be supplied, the name of the province in which it is located.

11 If the registered creator is a charging-site host and intends to create compliance credits by displacing the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class as a fuel for a vehicle with the use in Canada of electricity as an energy source supplied to an electric vehicle by a charging station other than a charging station described in sections 9 and 10 of this Schedule, with respect to each charging station at which the electricity will be supplied, the name of the province in which it is located.

b) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où l'électricité sera produite.

8 Dans le cas où le créateur enregistré a l'intention de créer des unités de conformité en remplaçant l'utilisation d'une quantité de combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation, comme combustible dans un véhicule au Canada, d'une quantité de propane, de propane renouvelable, de propane cotraité à faible intensité en carbone, de gaz naturel comprimé, de gaz naturel renouvelable comprimé, de gaz naturel liquéfié, de gaz naturel renouvelable liquéfié, les renseignements ci-après sur chaque station de ravitaillement où est fourni le combustible de remplacement :

a) ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, adresse municipale;

b) le type de chaque combustible qui sera fourni à la station de ravitaillement et pour lequel le créateur enregistré a l'intention de créer des unités de conformité.

9 Dans le cas où le créateur enregistré est l'exploitant d'un réseau de recharge et si celui-ci a l'intention de créer des unités de conformité en remplaçant l'utilisation d'une quantité de combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation au Canada d'une quantité d'électricité comme source d'énergie fournie à un véhicule électrique par une borne de recharge dont sont propriétaires les occupants d'un logement privé et qui est destinée principalement à être utilisée par eux, le nom de chaque province où sont situées les bornes de recharge fournissant l'électricité.

10 Dans le cas où le créateur enregistré est l'exploitant d'un réseau de recharge et si celui-ci a l'intention de créer des unités de conformité en remplaçant l'utilisation d'une quantité de combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation au Canada d'une quantité d'électricité comme source d'énergie fournie à un véhicule électrique par une borne de recharge destinée principalement à être utilisée par le public et dont l'emplacement est indiqué sur le site Web ou l'application mobile de l'exploitant d'un réseau de recharge, le nom de chaque province où sont situées les bornes de recharge fournissant l'électricité.

11 Dans le cas où le créateur enregistré est l'hôte d'une station de recharge et si celui-ci a l'intention de créer des unités de conformité en remplaçant l'utilisation d'une quantité de combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation au Canada d'une quantité d'électricité comme source d'énergie fournie à un véhicule électrique par une borne de recharge autre que celle visée aux articles 9 et 10 de la présente annexe, le nom de chaque province où sont situées les bornes de recharge fournissant l'électricité.

12 If the registered creator intends to create compliance credits by displacing the use in Canada of a quantity of fuel in the liquid class as fuel for a vehicle with the use in Canada of a quantity of hydrogen as an energy source for a hydrogen fuel cell vehicle, the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each hydrogen fuelling station at which the hydrogen will be supplied.

SCHEDULE 4

(Paragraphs 34(2)(a), 37(2)(a) and (c), 38(2)(a) and 40(2)(a) and (c))

Contents of Application for Recognition of CO₂e-Emission-Reduction Project

1 The following information with respect to the applicant:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the authorized agent; and
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 A description of the project that includes

- (a)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of any facility at which the project is to be carried out;
- (b)** the name, serial number, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of any equipment with which the project is to be carried out;
- (c)** the duration of the project and the anticipated start- and end dates for carrying out the project;
- (d)** the information required by the emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1), whichever is applicable to the project, including an explanation of how the project is anticipated to lower the carbon intensity of a fuel in the liquid or gaseous class and any supporting documents;
- (e)** in the case of an application for the recognition of a CO₂e-emission-reduction project using a generic

12 Dans le cas où le créateur enregistré a l'intention de créer des unités de conformité en remplaçant l'utilisation d'une quantité de combustible de la catégorie des combustibles liquides par l'utilisation d'une quantité d'hydrogène comme source d'énergie fournie à un véhicule à pile à hydrogène au Canada, les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque station de ravitaillement en hydrogène où est fourni l'hydrogène.

ANNEXE 4

(alinéas 34(2)a), 37(2)a) et c), 38(2)a) et 40(2)a) et c))

Contenu de la demande de reconnaissance d'un projet de réduction des émissions de CO₂e

1 Les renseignements ci-après sur le demandeur :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 La description du projet, notamment :

- a)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de toute installation où le projet doit être réalisé;
- b)** les nom, numéro de série, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de tout équipement avec lequel le projet doit être réalisé;
- c)** la durée du projet, ainsi que les dates prévues de début et de fin de sa réalisation;
- d)** les renseignements exigés par la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement, notamment une explication de la façon dont il est prévu que le projet réduira l'intensité en carbone d'un combustible de la catégorie des combustibles liquides ou de la catégorie des combustibles gazeux, et tout document à l'appui;

emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) of these Regulations,

(i) the specified activities that would have been carried out if not for the implementation of the project and the CO₂e emissions that would have resulted from those activities, as well as the greenhouse gas sources and sinks that have been selected by the applicant to determine those CO₂e emissions and a rationale for the selection of those greenhouse gas sources and sinks;

(ii) the greenhouse gas sources and sinks that have been selected by the applicant and are relevant to the project and a rationale for the selection of those greenhouse gas sources and sinks;

(f) the annual reduction in the quantity of CO₂e that is anticipated to result from the project, expressed in tonnes of CO₂e, including any relevant data and calculations and any technical documents that are used in support of those calculations; and

(g) an indication of the regulatory regime and the federal or provincial laws under which the project operates and any federal or provincial laws and programs under which it receives funding.

SCHEDULE 5

(Paragraphs 62(2)(c) and (d))

Contents of Certification Scheme Operation Report

1 The following information with respect to the person who is the scheme owner:

(a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the authorized agent; and

(c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 The following information regarding the members of the certification scheme:

(a) the number of current members;

(b) the number of new members;

e) dans le cas où le demandeur sollicite l'utilisation d'une méthode de quantification générique des réductions des émissions établie au titre du paragraphe 31(1) du présent règlement, les renseignements suivants :

(i) les activités précisées qui seraient menées si le projet n'était pas réalisé et les émissions de CO₂e rejetées lors de ces activités, ainsi que les sources et puits de gaz à effet de serre choisis par le demandeur pour déterminer ces émissions et les raisons du choix de ces sources et puits de gaz à effet de serre,

(ii) les sources et puits de gaz à effet de serre qui sont pertinents pour le projet et qui sont choisis par le demandeur, ainsi que les raisons du choix de ces sources et puits de gaz à effet de serre;

f) les réductions annuelles des émissions de CO₂e prévues qui résultent du projet, exprimées en tonnes métriques de CO₂e, y compris les données et les calculs pertinents ou tout autre document technique à l'appui de ces calculs;

g) la mention du régime réglementaire et des textes législatifs fédéraux ou provinciaux sous le régime desquels le projet fonctionne et au titre desquels il est financé.

ANNEXE 5

(alinéa 62(2)c) et d))

Contenu du rapport de fonctionnement du régime de certification

1 Les renseignements ci-après sur le propriétaire du régime :

a) ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Les renseignements ci-après sur les membres du régime de certification :

a) le nombre de membres actuels;

b) le nombre de nouveaux membres;

(c) the number of suspended members; and

(d) the number of members whose participation in the scheme has been terminated, as well as the reasons for the termination.

3 The following information regarding the operation of the certification scheme:

(a) the number of years remaining in the approval period of the scheme;

(b) the changes made to the scope of the scheme;

(c) the quantity of certified feedstock, by type and country of origin;

(d) the number of audits conducted, by members of the scheme and by type of feedstock;

(e) the number of situations of non-conformity detected, by members of the scheme;

(f) the number of situations of non-conformity detected, by type and degree of severity; and

(g) the number of cases of fraud or irregularities detected.

4 The following information regarding the design and operation of the management system of the certification scheme:

(a) a description of stakeholder involvement during the drafting and reviewing of the scheme as well as the responses given to any contributions by stakeholders;

(b) the criteria for the recognition and accreditation of certification bodies;

(c) the qualification requirements for auditors, according to their role;

(d) the impartiality requirements for certification bodies and auditors;

(e) the procedures for detecting and addressing non-conformity;

(f) the procedures for monitoring the certification bodies;

(g) the procedures for preventing fraud, including detection and resolution, and follow-up procedures for suspected fraud and other irregularities;

(h) a description of any complaints lodged against the certification scheme and the manner in which they were resolved; and

(i) an analysis of the scheme's requirements, compared to industry's actual best practices.

c) le nombre de membres suspendus;

d) le nombre de membres dont la participation au régime a pris fin et les motifs pour lesquels elle a pris fin.

3 Les renseignements ci-après sur le fonctionnement du régime de certification :

a) le nombre d'années restantes à la période d'approbation du régime;

b) les changements apportés à la portée du régime;

c) la quantité de charges d'alimentation certifiées, par catégorie et pays d'origine;

d) le nombre d'audits, par membre du régime et par type de charges d'alimentation;

e) le nombre de situations de non-conformité, par membre du régime;

f) le nombre de situations de non-conformité, par catégorie et degré de gravité;

g) le nombre de cas de fraude ou d'irrégularités détectées.

4 Les renseignements ci-après sur la conception et le fonctionnement du système de gestion du régime de certification :

a) la description de la participation des intervenants pendant la rédaction et l'examen du régime, ainsi que les réponses à leurs contributions, le cas échéant;

b) les critères de reconnaissance et d'accréditation des organismes de certification;

c) les qualifications exigées des auditeurs, selon leurs fonctions;

d) les exigences liées à l'impartialité des organismes de certification et des auditeurs;

e) les procédures de détection et de traitement des situations de non-conformité;

f) les procédures de surveillance des organismes de certification;

g) les procédures de prévention des activités frauduleuses, notamment la détection, le traitement et les procédures de suivi en cas de fraude présumée ou d'autres irrégularités;

h) une description de toutes plaintes déposées contre le régime et de la manière dont elles ont été résolues;

i) l'analyse des exigences du régime par rapport aux pratiques exemplaires actuelles de l'industrie.

5 A description of the procedures that permit an assessment of the availability of the following documents:

- (a)** a translation of the certification scheme's requirements and procedures in the common language of the country or region from which any certified feedstock originates;
- (b)** a list of certified feedstock producers and their corresponding certificates; and
- (c)** any auditor reports.

6 A description of any improvements made by the scheme owner to the certification scheme and, if the scheme owner has any recommendations regarding any matter related to the regulatory regime, those recommendations.

SCHEDULE 6

(Paragraphs 75(1)(a) and (b), (6)(a) and (7)(a) and 96(4)(a))

Default Carbon Intensity

1 The default carbon intensity is

- (a)** 80 gCO₂e/MJ for the years 2022 and 2023;
- (b)** 79 gCO₂e/MJ for the year 2024;
- (c)** 78 gCO₂e/MJ for the year 2025;
- (d)** 77 gCO₂e/MJ for the year 2026;
- (e)** 76 gCO₂e/MJ for the year 2027;
- (f)** 74 gCO₂e/MJ for the year 2028;
- (g)** 73 gCO₂e/MJ for the year 2029; and
- (h)** 72 gCO₂e/MJ for the year 2030 and the following years.

2 The quantity of CO₂e that is associated with the extraction or production, as the case may be, of a feedstock is

- (a)** 0 gCO₂e/MJ for a fuel or material input produced from a feedstock that is derived from one of the following:
 - (i)** forest biomass derived from fire prevention and protection activities or from clearing activities that are not related to harvesting, such as infrastructure installation, pest and disease control and road maintenance,
 - (ii)** crop residues or damaged crops,

5 La description des procédures permettant l'accessibilité des documents suivants :

- a)** la traduction des exigences et des procédures du régime de certification dans la langue commune des pays et des régions d'où proviennent les charges d'alimentation certifiées;
- b)** la liste des producteurs de charges d'alimentation certifiées et des certificats correspondants;
- c)** les rapports des auditeurs.

6 La description des améliorations apportées au régime de certification par le propriétaire du régime et, le cas échéant, toute recommandation formulée par celui-ci à l'égard de toute question liée au régime réglementaire.

ANNEXE 6

(alinéas 75(1)a) et b), (6)a) et (7)a) et 96(4)a))

Intensité en carbone par défaut

1 L'intensité en carbone par défaut est égale à :

- a)** 80 gCO₂e/MJ, pour 2022 et 2023;
- b)** 79 gCO₂e/MJ pour 2024;
- c)** 78 gCO₂e/MJ pour 2025;
- d)** 77 gCO₂e/MJ pour 2026;
- e)** 76 gCO₂e/MJ pour 2027;
- f)** 74 gCO₂e/MJ pour 2028;
- g)** 73 gCO₂e/MJ pour 2029;
- h)** 72 gCO₂e/MJ pour 2030 et après.

2 La quantité de CO₂e liée à l'extraction ou à la production, selon le cas, d'une charge d'alimentation est égale :

- a)** à 0 gCO₂e/MJ pour le combustible ou l'apport matériel produit à partir d'une charge d'alimentation qui provient de l'une des sources suivantes :
 - (i)** la biomasse forestière provenant des activités de protection et de prévention contre les incendies ou provenant des activités de défrichage sans lien avec la récolte, notamment l'installation d'infrastructures, la lutte contre les ravageurs et les maladies ainsi que l'entretien routier,
 - (ii)** les résidus de cultures et les cultures endommagées,

(iii) secondary forest residues that are by-products of industrial wood-processing operations,

(iv) used or inedible organics from a residential area, a retail store, a restaurant, a caterer or a food processing plant,

(v) used fat and used vegetable oils,

(vi) used animal litter,

(vii) animal materials, including manure,

(viii) industrial effluents,

(iv) municipal wastewater, and

(x) used construction materials and demolition materials,

(xi) residues that are directly generated by agriculture, aquaculture and fisheries, but not residues from related industries or from processing,

(xii) water,

(xiii) waste from a waste processing facility that produces biogas, and

(xiv) carbon dioxide that has been captured from the atmosphere;

(b) 15 gCO₂e/MJ for a fuel or material input produced from a feedstock derived from crops grown solely for energy production and that are not traditionally grown for food and feed purposes;

(c) 20 gCO₂e/MJ for a fuel or material input produced from a feedstock that is an oil extracted from oilseed crops; and

(d) 35 gCO₂e/MJ for a fuel or material input produced from any other feedstock.

3 The quantity of CO₂e that is released during the production of the fuel or material input from the feedstock, the transportation of the feedstock and intermediary products used to produce the fuel or material input and the distribution of the fuel or material input to end users is

(a) 13 gCO₂e/MJ for a fuel or material input that is produced at a facility that

(i) uses thermal energy and electricity where more than 50% of that energy is from non-fossil sources, electricity with a carbon intensity of less than 100 gCO₂e/MJ, hydrogen from renewable sources,

(iii) les résidus forestiers secondaires qui constituent des sous-produits d'opérations de transformation industrielle du bois,

(iv) les matières organiques usagées ou non comestibles provenant de zones résidentielles, de magasins de vente au détail, de restaurants, de traiteurs ou d'usines de transformation des aliments,

(v) les graisses ou huiles végétales usagées,

(vi) les litières usagées pour animaux,

(vii) les matières animales, notamment le fumier,

(viii) les effluents industriels,

(ix) les eaux usées municipales,

(x) les matériaux de construction ou de démolition usagés,

(xi) les résidus directement générés par l'agriculture, par l'aquaculture et par la pêche, autres que les résidus issus d'industries connexes ou de la transformation,

(xii) l'eau,

(xiii) les déchets provenant des installations de traitement des déchets pour la production de biogaz,

(xiv) le dioxyde de carbone capté de l'atmosphère;

b) à 15 gCO₂e/MJ pour le combustible ou l'apport matériel produit à partir d'une charge d'alimentation provenant de cultures qui sont destinées uniquement à la production d'énergie et qui ne sont pas traditionnellement utilisées à des fins alimentaires et fourragères;

c) à 20 gCO₂e/MJ pour le combustible ou l'apport matériel produit à partir d'une charge d'alimentation qui est de l'huile extraite de cultures oléagineuses;

d) à 35 gCO₂e/MJ pour le combustible ou l'apport matériel produit à partir de toute autre charge d'alimentation.

3 La quantité de CO₂e rejetée pendant la production du combustible ou de l'apport matériel à partir de la charge d'alimentation, pendant le transport de cette charge d'alimentation et des produits intermédiaires utilisés pour produire le combustible ou l'apport matériel et pendant la distribution du combustible ou de l'apport matériel à l'utilisateur final, est égale :

a) à 13 gCO₂e/MJ pour le combustible ou l'apport matériel produit à une installation qui, à la fois :

(i) utilise de l'énergie thermique et de l'électricité dont plus de 50 % provient de sources non fossiles,

hydrogen from natural gas with carbon capture and storage or a mix of those sources, and

(ii) does not use liquid or solid fossil fuels in stationary applications;

(b) 30 gCO₂e/MJ for a fuel or material input that is produced at a facility, other than one described in subparagraph (a)(i), that does not use liquid or solid fossil fuels in stationary application; and

(c) 65 gCO₂e/MJ for a fuel or material input that is produced at any other fuel production facility.

4 The quantity of CO₂e that is released during the compression or liquefaction process of the fuel material input is

(a) 12 gCO₂e/MJ for compressed hydrogen that is supplied by a hydrogen fuelling station;

(b) 60 gCO₂e/MJ for liquefied hydrogen that is supplied by a hydrogen fuelling station; and

(c) 0 gCO₂e/MJ for all other fuels, including hydrogen referred to in section 95 of these Regulations that is supplied for use as a fuel.

5 The quantity of CO₂e that is associated with the production of electricity used during the production of the fuel or material input is

(a) 25 gCO₂e/MJ for hydrogen produced from electrolysis using electricity with a carbon intensity of 50 g/MJ or less;

(b) 150 gCO₂e/MJ for any other hydrogen produced from electrolysis; and

(c) 0 gCO₂e/MJ for any other fuel.

6 The quantity of CO₂e that is released during the transportation of the feedstock and intermediary products used to produce the fuel or material input and the distribution of the fuel or material input to end users, in the case of a total transportation distance of no less than 1500 km, is

(a) 0 gCO₂e/MJ for a fuel or material input for which the sum of the distance between the site where the feedstock was extracted, harvested or produced and the facility where the fuel or material input was produced and the distance between that facility and the location of final distribution to end users is less than 1500 km; and

d'électricité dont l'intensité en carbone est de moins de 100 gCO₂e/MJ, d'hydrogène produit à partir de sources renouvelables, d'hydrogène produit à partir de gaz naturel avec captage et stockage du carbone ou d'une combinaison de ces sources,

(ii) n'utilise pas de combustibles fossiles qui est à l'état liquide ou solide dans des applications stationnaires;

b) à 30 gCO₂e/MJ pour le combustible ou l'apport matériel produit à une installation autre celle visée au sous-alinéa a)(i) et qui n'utilise pas de combustibles fossiles qui est à l'état liquide ou solide dans des applications stationnaires;

c) à 65 gCO₂e/MJ pour un combustible ou un apport matériel produit à toute autre installation de production de combustibles.

4 La quantité de CO₂e rejetée pendant le procédé de compression ou de liquéfaction du combustible ou de l'apport matériel est égale :

a) à 12 gCO₂e/MJ pour l'hydrogène comprimé fourni par une station de ravitaillement en hydrogène;

b) à 60 gCO₂e/MJ pour l'hydrogène liquéfié fourni par une station de ravitaillement en hydrogène;

c) à 0 gCO₂e/MJ pour tout autre combustible, notamment l'hydrogène visé à l'article 95 du présent règlement qui est fourni pour une utilisation comme combustible.

5 La quantité de CO₂e qui est liée à la production de l'électricité utilisée dans la production du combustible ou de l'apport matériel est égale :

a) à 25 gCO₂e/MJ pour l'hydrogène produit par électrolyse à l'aide d'électricité dont l'intensité en carbone est d'au plus 30 g/MJ;

b) à 150 gCO₂e/MJ pour tout autre hydrogène produit par électrolyse;

c) à 0 gCO₂e/MJ pour tout autre combustible.

6 La quantité de CO₂e rejetée pendant le transport de la charge d'alimentation et des produits intermédiaires utilisés pour produire le combustible ou l'apport matériel et pendant la distribution du combustible ou de l'apport matériel à l'utilisateur final, dans le cas où la distance totale de transport est égale ou supérieure à 1 500 km, est égale :

a) à 0 gCO₂e/MJ, dans le cas du combustible ou de l'apport matériel à l'égard duquel la somme des distances, d'une part, entre le site où la charge d'alimentation est extraite, récoltée ou produite et l'installation de production du combustible ou de l'apport matériel

(b) 4 gCO₂e/MJ for any other fuel or material input.

7 The quantity of CO₂e that is released during the combustion of the fuel or the use of the material input, per megajoule of energy produced, is

(a) 0 gCO₂e/MJ for hydrogen or carbon dioxide derived from atmospheric carbon dioxide;

(b) 1 gCO₂e/MJ for biogas or renewable natural gas;

(c) 2 gCO₂e/MJ for ethanol or a fuel derived from biomass other than biodiesel;

(d) 3 gCO₂e/MJ for biodiesel; and

(e) 72 gCO₂e/MJ for any other fuel.

8 The carbon intensity of fossil fuels and energy sources is equal to

(a) 110 gCO₂e/MJ for compressed hydrogen;

(b) 150 gCO₂e/MJ for liquefied hydrogen;

(c) 76 gCO₂e/MJ for propane;

(d) 68 gCO₂e/MJ for natural gas;

(e) 113 gCO₂e/MJ for liquefied natural gas; and

(f) 72 gCO₂e/MJ for compressed natural gas.

9 The carbon intensity of electricity for a province is

(a) 14 gCO₂e/MJ in Ontario;

(b) 5 gCO₂e/MJ in Quebec;

(c) 224 gCO₂e/MJ in Nova Scotia;

(d) 89 gCO₂e/MJ in New Brunswick;

(e) 7 gCO₂e/MJ in Manitoba;

(f) 11 gCO₂e/MJ in British Columbia;

(g) 2 gCO₂e/MJ in Prince Edward Island;

(h) 237 gCO₂e/MJ in Saskatchewan;

(i) 218 gCO₂e/MJ in Alberta;

(j) 16 gCO₂e/MJ in Newfoundland and Labrador;

(k) 30 gCO₂e/MJ in Yukon;

et, d'autre part, entre cette installation et le lieu de distribution finale du combustible à l'utilisateur final, est inférieure à 1 500 km;

b) à 4 gCO₂e/MJ dans le cas de tout autre combustible ou tout autre apport matériel.

7 La quantité de CO₂e rejetée par la combustion du combustible ou par l'utilisation de l'apport matériel est égale :

a) à 0 gCO₂e/MJ pour l'hydrogène ou pour le dioxyde de carbone qui provient du dioxyde de carbone atmosphérique;

b) à 1 gCO₂e/MJ pour le biogaz ou le gaz naturel renouvelable;

c) à 2 gCO₂e/MJ pour l'éthanol ou un combustible provenant de la biomasse autre que le biodiesel;

d) à 3 gCO₂e/MJ pour le biodiesel;

e) à 72 gCO₂e/MJ pour tout autre combustible.

8 L'intensité en carbone des combustibles fossiles et sources d'énergie est égale :

a) à 110 gCO₂e/MJ pour l'hydrogène comprimé;

b) à 150 gCO₂e/MJ pour l'hydrogène liquéfié;

c) à 76 gCO₂e/MJ pour le propane;

d) à 68 gCO₂e/MJ pour le gaz naturel;

e) à 113 gCO₂e/MJ pour le gaz naturel liquéfié;

f) à 72 gCO₂e/MJ pour le gaz naturel comprimé.

9 L'intensité en carbone de l'électricité dans la province est :

a) de 14 gCO₂e/MJ en Ontario;

b) de 5 gCO₂e/MJ au Québec;

c) de 224 gCO₂e/MJ en Nouvelle-Écosse;

d) de 89 gCO₂e/MJ au Nouveau-Brunswick;

e) de 7 gCO₂e/MJ au Manitoba;

f) de 11 gCO₂e/MJ en Colombie-Britannique;

g) de 2 gCO₂e/MJ à l'Île-du-Prince-Édouard;

h) de 237 gCO₂e/MJ en Saskatchewan;

i) de 218 gCO₂e/MJ en Alberta;

j) de 16 gCO₂e/MJ à Terre-Neuve-et-Labrador;

- (l)** 71 gCO₂e/MJ in the Northwest Territories; and
- (m)** 313 gCO₂e/MJ in Nunavut.

SCHEDULE 7

(Subsection 81(2))

Contents of Application for Approval of New Pathway

1 The following information with respect to the applicant:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the authorized agent; and
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 The name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the facility where the fuel, energy source or material input was produced.

3 The type of fuel, type of energy source or type of material input that is renewable natural gas, biogas, renewable propane or hydrogen for which the determination was made.

4 The type of feedstock used to produce the fuel or material input and the region where the feedstock was extracted, harvested or produced, as the case may be.

5 The rationale for the application and a demonstration that one of the criteria set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations is met.

6 The type of carbon intensity that will be determined by the new pathway, either “cradle-to-gate” or “cradle-to-grave” as defined in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

7 A description of any change made to unit processes, modelling parameters or background data sets from the Fuel LCA Model and the rationale for the change that is consistent with ISO Standard 14040 and ISO

(k) de 30 gCO₂e/MJ au Yukon;

(l) de 71 gCO₂e/MJ dans les Territoires du Nord-Ouest;

(m) de 313 gCO₂e/MJ au Nunavut.

ANNEXE 7

(paragraphe 81(2))

Contenu de la demande d'approbation d'une nouvelle filière

1 Les renseignements ci-après sur le demandeur :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de l'installation où le combustible, la source d'énergie ou l'apport matériel a été produit.

3 Le type de combustible, le type de source d'énergie ou le type d'apport matériel, à savoir du gaz naturel renouvelable, du biogaz, du propane renouvelable ou de l'hydrogène, pour lequel la détermination a été effectuée.

4 Le type de charges d'alimentation utilisées pour produire le combustible ou l'apport matériel et la région où les charges d'alimentation ont été extraites, récoltées ou produites, selon le cas.

5 Les motifs de la demande et la démonstration que les critères prévus par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles sont remplis.

6 Le type d'intensité en carbone déterminée au moyen de la nouvelle filière, à savoir « du berceau à la porte » ou « du berceau à la tombe », au sens prévu par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

7 La description de toute modification apportée aux processus unitaires, aux paramètres de modélisation ou aux ensembles de données de référence provenant du modèle ACV des combustibles, ainsi que les motifs de la

Standard 14044 and the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

8 A description of the new pathway that is consistent with ISO Standard 14040 and ISO Standard 14044 and the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

9 A description of the data sources and the methods used to collect and determine the data that are entered into a data workbook.

10 A description of any calculations performed on the data in the data workbook, including the addition of background data used in the calculations.

11 A copy of the data workbook, including any calculations performed on the data, that is consistent with the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations and used to determine the data that are inputted into the Fuel LCA Model.

12 Any supporting documentation required by the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations.

13 A copy of the new pathway from the Fuel LCA Model with or without input data.

14 The information listed in any applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations.

15 If the new pathway includes a carbon intensity transferred from a carbon-intensity contributor, foreign supplier or registered creator, the following information:

(a) the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the carbon-intensity contributor, foreign supplier or registered creator;

(b) the type of low-carbon-intensity fuel, material input or energy source provided by the carbon-intensity contributor, foreign supplier or registered creator; and

(c) if the carbon intensity of the low-carbon-intensity fuel, material input or energy source referred to in paragraph (b) was determined using a carbon intensity approved by the Minister, the approved carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations.

modification, qui sont conformes à la norme ISO 14040, à la norme ISO 14044 et aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

8 La description de la nouvelle filière conforme à la norme ISO 14040, à la norme ISO 14044 et aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

9 La description des sources des données et des méthodes utilisées pour déterminer et collecter les données qui sont entrées dans le classeur de données.

10 La description des calculs effectués sur les données entrées dans le classeur de données, notamment l'ajout de données de référence utilisées dans les calculs.

11 Une copie du classeur de données qui contient tous les calculs effectués sur les données, qui est conforme aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles et qui est utilisée pour déterminer les données saisies dans le modèle ACV des combustibles.

12 Toute pièce justificative requise conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles.

13 Une copie de la nouvelle filière provenant du modèle ACV des combustibles avec ou sans les données d'entrée.

14 Les renseignements mentionnés dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement.

15 Si la demande d'approbation d'une nouvelle filière inclut l'intensité en carbone transférée d'un contributeur à l'intensité en carbone, d'un fournisseur étranger ou d'un créateur enregistré, les renseignements suivants :

a) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique du contributeur à l'intensité en carbone, du fournisseur étranger ou du créateur enregistré;

b) le type de combustible à faible intensité en carbone, d'apport matériel ou de source d'énergie fournie par le contributeur à l'intensité en carbone, le fournisseur étranger ou le créateur enregistré;

c) si l'intensité en carbone du combustible à faible intensité en carbone, de l'apport matériel ou de la source d'énergie visée à l'alinéa b) a été déterminée en utilisant une intensité en carbone approuvée par le ministre, l'intensité en carbone approuvée et l'identifiant alphanumérique unique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement.

SCHEDULE 8

(Sections 82 to 84)

Contents of Application for Approval of Carbon Intensity

1 The following information, if the application relates to a low-carbon-intensity fuel or material input:

- (a)** the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the applicant;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the applicant's authorized agent;
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the applicant's contact person, unless the contact person is the authorized agent;
- (d)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the facility where the fuel or material input was produced;
- (e)** the type of fuel or material input for which the determination was made;
- (f)** the carbon intensity determined for the fuel or material input, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;
- (g)** if an additional value referred to in subsection 80(2) of these Regulations has been added to the carbon intensity referred to in paragraph (f), the additional value and the sum of the additional value and the carbon intensity value, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;
- (h)** the type of feedstock used to produce the fuel or material input;
- (i)** if the feedstock was extracted, harvested or produced, the region where the feedstock was extracted, harvested or produced, as the case may be; and
- (j)** a diagram that shows the process flow used to produce the fuel or material input.

ANNEXE 8

(articles 82 à 84)

Contenu de la demande d'approbation de l'intensité en carbone

1 S'agissant d'une demande concernant un combustible à faible intensité en carbone ou un apport matériel, les renseignements suivants :

- a)** les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique du demandeur;
- b)** les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de l'agent autorisé du demandeur;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource pour le demandeur, sauf si cette personne est l'agent autorisé;
- d)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de l'installation où le combustible ou l'apport matériel a été produit;
- e)** le type de combustible ou d'apport matériel pour lequel la détermination a été effectuée;
- f)** l'intensité en carbone déterminée pour le combustible ou pour l'apport matériel, selon le cas, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;
- g)** le cas échéant, la valeur supplémentaire d'intensité carbone visée au paragraphe 80(2) du présent règlement pour le combustible ou l'apport matériel, selon le cas, qui a été ajoutée à l'intensité en carbone prévue à l'alinéa f), ainsi que la somme de la valeur supplémentaire et de l'intensité en carbone, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;
- h)** le type de charges d'alimentation utilisées pour produire le combustible ou l'apport matériel;
- i)** le cas échéant, la région où les charges d'alimentation ont été extraites, récoltées ou produites, selon le cas;
- j)** un schéma des procédés utilisés pour produire le combustible ou l'apport matériel.

2 In the case of a carbon intensity determined in accordance with paragraph 75(1)(b) of these Regulations, the following information:

(a) the type of thermal energy and the source of electricity that is used at the production facility;

(b) if the application indicates that the variable CI_p that is referred to in paragraph 75(1)(b) of these Regulations has a value of 13 g/MJ, the percentage of the electrical and thermal energy used at the production facility that is from non-fossil sources, electricity with a carbon intensity of less than 100 g/MJ, hydrogen from renewable sources, hydrogen from natural gas with carbon capture and storage or a mix of those sources, and the estimated quantity of thermal energy and electricity from each source; and

(c) if the application indicates that the variable CI_{td} that is referred to in paragraph 75(1)(b) of these Regulations has a value of 0 g/MJ, the distance between the site where the feedstock was extracted, harvested or produced and the production facility where the fuel or material input was produced and the distance between that facility and the final location where the fuel is distributed to end users.

3 In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 76 or 77 of these Regulations, the following information:

(a) an indication of whether the pathway from the Fuel LCA Model used for that determination is an existing pathway, or a new pathway;

(b) if the pathway from the Fuel LCA Model used for that determination is a new pathway, the alphanumeric identifier assigned to the approved pathway under subsection 81(4) of these Regulations;

(c) a copy of the pathway from the Fuel LCA Model that was used for that determination, including all data that are input into the Fuel LCA Model and all results that are obtained from it;

(d) the type of carbon intensity that will be determined, either “cradle-to-gate” or “cradle-to-grave” as defined in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations;

(e) a description of the data sources and the methods used to collect and determine the data that are entered into a data workbook;

(f) a copy of the data workbook, including any calculations performed on the data, that is consistent with the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations and

2 Si l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) du présent règlement, les renseignements suivants :

a) le type d'énergie thermique et la source d'électricité utilisés à l'installation de production;

b) si la demande mentionne que la variable IC_p de la formule prévue à l'alinéa 75(1)b) du présent règlement est égale à 13 g/MJ, le pourcentage d'énergie thermique et d'électricité utilisée à l'installation de production qui provient de sources non fossiles, d'électricité dont l'intensité en carbone est inférieure à 100 g/MJ, d'hydrogène produit à partir de sources renouvelables, d'hydrogène produit à partir de gaz naturel avec captage et stockage du carbone, ou une combinaison de ces sources, ainsi qu'une estimation de la quantité d'énergie thermique et d'électricité provenant de chacune de ces sources;

c) si la demande mentionne que la variable IC_{td} de la formule prévue à l'alinéa 75(1)b) du présent règlement est égale à 0 g/MJ, la distance entre le site d'extraction, de récolte ou de production de la charge d'alimentation et l'installation de production où le combustible ou l'apport matériel a été produit ainsi que la distance entre l'installation et le lieu de distribution finale du combustible à l'utilisateur final.

3 Si l'intensité en carbone est déterminée conformément aux articles 76 ou 77 du présent règlement, les renseignements suivants :

a) la mention de l'option utilisée pour cette détermination relativement à la filière provenant du modèle ACV des combustibles, à savoir une filière existante ou une nouvelle filière;

b) dans le cas d'une nouvelle filière, l'identifiant alphanumérique assigné aux termes du paragraphe 81(4) du présent règlement à la filière approuvée;

c) la copie de la filière du modèle ACV des combustibles utilisée pour la détermination, y compris toutes les données entrées dans le modèle et les résultats que le modèle a produits;

d) le type d'intensité en carbone, à savoir « du berceau à la porte » ou « du berceau à la tombe », au sens prévu par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

e) la description des sources des données et des méthodes utilisées pour déterminer et collecter les données qui sont entrées dans le classeur de données;

f) une copie du classeur de données qui contient tous les calculs effectués sur les données, qui est conforme aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du

used to determine the data that are inputted into the Fuel LCA Model;

(g) any supporting documentation required by the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations; and

(h) the information listed in any applicable emissions-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations.

4 In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 78 of these Regulations, the following information:

(a) the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the applicant;

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the applicant's authorized agent;

(c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the applicant's contact person, unless the contact person is the authorized agent;

(d) the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each fuelling station that supplies the fuel;

(e) the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of any location, other than a fuelling station, where propane, renewable propane, co-processed low-carbon-intensity propane, natural gas, renewable natural gas or hydrogen is liquefied or compressed for use in a fuelling station;

(f) the type of any fossil fuel supplied to vehicles at the fuelling stations referred to in paragraph (d);

(g) the type of any low-carbon-intensity fuel that is supplied to vehicles at the fuelling stations referred to in paragraph (d);

(h) the carbon intensity determined for the fuel, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;

(i) if an additional value referred to in subsection 80(2) of these Regulations has been added to the carbon intensity referred to in paragraph (h), the additional value and the sum of the additional value and the carbon intensity value, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;

modèle ACV des combustibles et qui est utilisée pour déterminer les données saisies dans le modèle ACV des combustibles;

g) toute pièce justificative requise conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

h) les renseignements mentionnés dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement.

4 Si l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'article 78 du présent règlement, les renseignements suivants :

a) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique du demandeur;

b) les nom et adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de l'agent autorisé du demandeur;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource pour le demandeur, sauf si cette personne est l'agent autorisé;

d) les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièème près et, le cas échéant, l'adresse municipale de chaque lieu où le combustible est fourni par une station de ravitaillement;

e) les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièème près et, le cas échéant, l'adresse municipale de tout lieu — autre qu'une station de ravitaillement — où le propane, le propane renouvelable, le propane cotraité à faible intensité en carbone, le gaz naturel, le gaz naturel renouvelable ou l'hydrogène est comprimé ou liquéfié pour utilisation à une station de ravitaillement;

f) le cas échéant, le type de combustible fossile fourni à des véhicules par la station de ravitaillement visée à l'alinéa d);

g) le cas échéant, le type de combustible à faible intensité en carbone fournis à des véhicules par la station de ravitaillement visée à l'alinéa d);

h) l'intensité en carbone déterminée pour le combustible, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;

i) le cas échéant, la valeur supplémentaire d'intensité carbone prévue au paragraphe 80(2) du présent règlement, qui a été ajoutée à l'intensité en carbone prévue à

(j) a diagram of each compression or liquefaction process;

(k) an indication of the option used for the determination of the carbon intensity of the fuel referred to in paragraph (e) in relation to the pathway from the Fuel LCA Model, whether it is an existing pathway or a new pathway and, in the case of a new pathway, the alphanumeric identifier assigned to it under subsection 81(4) of these Regulations;

(l) a copy of the pathway from the Fuel LCA Model that was used for the determination of the carbon intensity, including all data that are input into the Fuel LCA Model and all results that are obtained from it;

(m) a description of the data sources and the methods used to collect and determine the data that are entered into a data workbook;

(n) a copy of the data workbook, including any calculations performed on the data, that is consistent with the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations and used to determine the data that are inputted into the Fuel LCA Model;

(o) any supporting documentation required by the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations; and

(p) the information listed in any applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations.

5 In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 79 of these Regulations, the following information:

(a) the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the applicant;

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, the email address of the applicant's authorized agent;

(c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the applicant's contact person, unless the contact person is the authorized agent;

(d) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each facility or location where there is one or more charging stations or fuelling stations to which the electricity was supplied;

l'alinéa h), ainsi que la somme de la valeur supplémentaire et de l'intensité en carbone, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;

j) un schéma de chaque procédé de compression ou de liquéfaction;

k) la mention de l'option utilisée pour la détermination de l'intensité en carbone du combustible visé à l'alinéa e) relativement à la filière provenant du modèle ACV des combustibles, à savoir une filière existante ou une nouvelle filière et, dans le cas d'une nouvelle filière, l'identifiant alphanumérique qui lui a été assigné aux termes du paragraphe 81(4) du présent règlement;

l) la copie de la filière provenant du modèle ACV des combustibles utilisée pour la détermination, y compris toutes les données entrées dans le modèle et les résultats que le modèle a produits;

m) la description des sources des données et des méthodes utilisées pour déterminer et collecter les données qui sont entrées dans le classeur de données;

n) une copie du classeur de données qui contient tous les calculs effectués sur les données, qui est conforme aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles et qui est utilisée pour déterminer les données saisies dans le modèle ACV des combustibles;

o) toute pièce justificative requise conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

p) les renseignements mentionnés dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement.

5 Si l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'article 79 du présent règlement, les renseignements suivants :

a) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique du demandeur;

b) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de l'agent autorisé du demandeur;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource pour le demandeur, sauf si cette personne est l'agent autorisé;

d) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation ou de chaque lieu où sont

(e) the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each site where the electricity was produced if that site is different from the facility or location referred to in paragraph (d);

(f) the carbon intensity determined for the electricity, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;

(g) if an additional value referred to in subsection 80(2) of these Regulations has been added to the carbon intensity referred to in paragraph (f), the additional value and the sum of the additional value and the carbon intensity value, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;

(h) the source of electricity supplied to charging stations, facilities or fuelling stations;

(i) an indication of whether the pathway from the Fuel LCA Model used for the determination of the carbon intensity is an existing pathway or a new pathway and, in the case of a new pathway, the alphanumeric identifier assigned to it under subsection 81(4) of these Regulations;

(j) a copy of the pathway from the Fuel LCA Model that was used for that determination, including all data that are input into the Fuel LCA Model and all results that are obtained from it;

(k) a description of the data sources and the methods used to collect and determine the data that are entered into a data workbook;

(l) a copy of the data workbook, including any calculations performed on the data, that is consistent with the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations and used to determine the data that are inputted into the Fuel LCA Model;

(m) any supporting documentation required by the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations; and

(n) the information listed in any applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations.

6 If the determination of the carbon intensity includes a carbon intensity that was transferred from a carbon-intensity contributor, foreign supplier or registered

situées les bornes de recharge ou les stations de ravitaillement auxquelles l'électricité a été fournie;

e) les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, l'adresse municipale du lieu où l'électricité a été produite, si ce lieu est différent de l'installation ou du lieu visés à l'alinéa d);

f) l'intensité en carbone déterminée pour l'électricité, arrondie au centième gramme près de CO₂e par mégajoule;

g) le cas échéant, la valeur supplémentaire d'intensité carbone prévue au paragraphe 80(2) du présent règlement pour l'électricité, qui a été ajoutée à l'intensité en carbone prévue à l'alinéa f), ainsi que la somme de la valeur supplémentaire et de l'intensité en carbone, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;

h) la source d'électricité fournie aux installations, aux bornes de recharge ou aux stations de ravitaillement, selon le cas;

i) la mention de l'option utilisée pour la détermination de l'intensité en carbone de l'électricité relativement à la filière provenant du modèle ACV des combustibles, à savoir une filière existante ou une nouvelle filière et, dans le cas d'une nouvelle filière, l'identifiant alphanumérique qui lui a été assigné aux termes du paragraphe 81(4) du présent règlement;

j) la copie de la filière provenant du modèle ACV des combustibles utilisée pour la détermination, y compris toutes les données entrées dans le modèle et les résultats que le modèle a produits;

k) la description des sources des données et des méthodes utilisées pour déterminer et collecter les données qui sont entrées dans le classeur de données;

l) une copie du classeur de données qui contient tous les calculs effectués sur les données, qui est conforme aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles et qui est utilisée pour déterminer les données saisies dans le modèle ACV des combustibles;

m) toute pièce justificative requise conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

n) les renseignements mentionnés dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement.

6 Si la demande d'approbation inclut l'intensité en carbone transférée d'un contributeur à l'intensité en carbone, d'un fournisseur étranger ou d'un créateur enregistré et

creator and that was approved under subsection 85(1) of these Regulations, the following information:

- (a)** the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address, of the carbon-intensity contributor, foreign supplier or registered creator;
- (b)** the type of low-carbon-intensity fuel, material input or energy source provided by the carbon-intensity contributor, foreign supplier or registered creator; and
- (c)** the approved carbon intensity of the low-carbon-intensity fuel, material input or energy source referred to in paragraph (b) and the alphanumeric identifier assigned to it under section 85(2) of these Regulations.

SCHEDULE 9

(Subsection 114(2))

Contents of Application for Registration of emission-reduction Funding Program

1 The following information with respect to the person who administers the emission-reduction funding program:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent;
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent;
- (d)** their business number, if any;
- (e)** the Internet address of their website;
- (f)** their constituting documents, including any articles of incorporation, articles of amendments, partnership agreements or declaration of trust;
- (g)** their organizational chart;
- (h)** the names and titles of the members of their Board of Directors, if any;

qui a été approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement, les renseignements suivants :

- a)** les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique du contributeur à l'intensité en carbone, du fournisseur étranger ou du créateur enregistré;
- b)** le type de combustible à faible intensité en carbone, d'apport matériel ou de source d'énergie fournie par le contributeur à l'intensité en carbone, le fournisseur étranger ou le créateur enregistré;
- c)** le cas échéant, l'intensité en carbone approuvée pour le combustible à faible intensité en carbone, l'apport matériel ou la source d'énergie visée à l'alinéa b) et l'identifiant alphanumérique unique assigné à cette intensité en carbone au titre du paragraphe 85(2) du présent règlement.

ANNEXE 9

(paragraphe 114(2))

Contenu de la demande d'enregistrement d'un programme de financement des réductions des émissions

1 Les renseignements ci-après relatifs à la personne qui administre le programme de financement des réductions des émissions :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé;
- d)** son numéro d'entreprise, le cas échéant;
- e)** l'adresse de son site Web, le cas échéant;
- f)** ses documents constitutifs, notamment ses statuts constitutifs et leurs modifications, contrats de société de personnes ou déclarations de fiducie;
- g)** son organigramme;
- h)** les noms et titres des membres de son conseil d'administration, le cas échéant;

- (i)** the details of their financial and management control system;
- (j)** the details of their management practices; and
- (k)** the details of their information system.

2 The following information with respect to the emission-reduction funding program:

- (a)** its description;
- (b)** a list of the types of projects that are eligible to be funded by the program;
- (c)** the estimated duration of the projects that will be funded;
- (d)** the policies, criteria, procedures or project-specific milestones according to which the projects will be funded;
- (e)** the policy on conflicts of interest;
- (f)** if the emission-reduction funding program has been operational for three or more years, the last three financial audits; and
- (g)** if the emission-reduction funding program has been operational for less than three years, information on the financial stability and resources required for its operations.

SCHEDULE 10

(Paragraphs 114(2)(b), 115(2)(c) and 116(c) and (d))

Contents of Emission-Reduction Funding Program Report

1 The following information with respect to the person who administers the emission-reduction funding program:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

- i)** la description détaillée de son mécanisme de contrôle en matière de finances et de gestion;
- j)** la description détaillée de ses méthodes de gestion;
- k)** la description détaillée de son système d'information.

2 Les renseignements ci-après relatifs au programme de financement des réductions des émissions :

- a)** sa description;
- b)** la liste des types de projets admissibles à un financement par le programme;
- c)** une estimation de la durée des projets qui seront financés par le programme;
- d)** les politiques, critères, procédures et étapes clés des projets aux termes desquels les projets sont financés;
- e)** les politiques relatives aux conflits d'intérêts;
- f)** si le programme de financement est opérationnel depuis au moins trois ans, ses trois derniers audits des états financiers;
- g)** si le programme de financement est opérationnel depuis moins de trois ans, les renseignements sur sa stabilité financière et sur les ressources nécessaires à ses opérations.

ANNEXE 10

(alinéas 114(2)(b), 115(2)(c) et 116(c) et d))

Contenu du rapport sur le programme enregistré de financement des réductions des émissions

1 Les renseignements ci-après sur la personne qui administre le programme de financement des réductions des émissions :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 The following information with respect to each project funded by the registered emission-reduction funding program:

- (a)** its name;
- (b)** its description;
- (c)** the amount of funding it received;
- (d)** its location;
- (e)** the status of its milestones and its estimated completion dates;
- (f)** the actual or anticipated reduction in the quantity of CO₂e from the project and the date on which the reduction was achieved or is estimated to be achieved; and
- (g)** a description of the methodology used to calculate the reduction that was achieved and any documentation that provides evidence for the inputs used in that calculation.

3 A copy of the financial audit referred to in paragraph 116(b) of these Regulations.

SCHEDULE 11

(Subsection 120(2) and paragraphs 157(b) and 158(5)(b))

Contents of Annual Credit-Creation Report

1 The following information with respect to the registered creator:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 The following information with respect to each CO₂e-emission-reduction project carried out by the registered creator or a person with whom they have entered into an agreement under section 21 of these Regulations:

- (a)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the facility where the project is carried out or, if the project is carried out at a

2 Pour chaque projet financé par le programme enregistré de financement des réductions des émissions, les renseignements suivants :

- a)** son nom;
- b)** sa description;
- c)** le montant du financement qu'il a reçu ;
- d)** son emplacement;
- e)** les étapes clés de son exécution et les dates estimatives de son achèvement;
- f)** les réductions des émissions de CO₂e réelles ou prévues qui résultent du projet, ainsi que la date à laquelle ces réductions ont été réalisées ou la date estimative de leur réalisation;
- g)** la description de la méthode utilisée pour calculer les réductions réalisées et la documentation utilisée pour prouver les données d'entrée utilisées dans les calculs.

3 La copie de l'audit des états financiers visé à l'alinéa 116b) du présent règlement.

ANNEXE 11

(paragraphe 120(2) et alinéas 157b) et 158(5)b))

Contenu du rapport annuel sur la création d'unités de conformité

1 Les renseignements ci-après sur le créateur enregistré :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Les renseignements ci-après sur chaque projet de réduction des émissions de CO₂e réalisé par le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord de création au titre de l'article 21 du présent règlement :

- a)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, adresse municipale

location other than a facility, the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the equipment that is used to carry out the project, as specified by the emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations that is applicable to the project;

(b) the alphanumeric identifier assigned to the project;

(c) the number of provisional compliance credits created in respect of the liquid class during the compliance period;

(d) an indication of whether compliance credits have been determined using a generic emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) of these Regulations that is applicable to the project;

(e) the information required by the emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations;

(f) if there are any changes in the information contained in the application referred to in subsection 34(2), 37(2), 38(2), 40(2) or 42(2) of these Regulations, the updated information, other than

(i) any information referred to in paragraph 34(2)(c), 37(2)(b), 38(2)(c) or 40(2)(b) of these Regulations, and

(ii) any information that is specified in the applicable emission-reduction quantification method as information that cannot be changed; and

(g) if the project is one referred to in paragraph 30(d) of these Regulations, for each co-processed low-carbon-intensity fuel,

(i) the type of each co-processed low-carbon-intensity fuel that is produced,

(ii) an indication of whether the fuel is a gasoline replacement or diesel replacement,

(iii) the carbon intensity of the fuel, whether it is the default carbon intensity determined in accordance with the emission-reduction quantification method that is applicable to the project or the carbon intensity that approved under subsection 85(1) of these Regulations and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity under subsection 85(2) of these Regulations,

(iv) the number of provisional compliance credits that have been created by the production of the fuel in accordance with the emission-reduction quantification method that is applicable to the project, and

de l'installation où le projet est réalisé ou, s'il est réalisé dans un lieu autre qu'une installation, de l'équipement utilisé pour le réaliser et précisé dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement;

b) l'identifiant alphanumérique qui lui est assigné;

c) le nombre d'unités de conformité provisoires relatives à la catégorie des combustibles liquides créées au cours de la période de conformité;

d) le cas échéant, une mention indiquant que le nombre d'unités de conformité créées a été déterminé en utilisant la méthode de quantification générique des réductions des émissions établie au titre du paragraphe 31(1) du présent règlement;

e) les renseignements exigés par la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement;

f) la description de toute modification aux renseignements fournis dans la demande visée aux paragraphes 34(2), 37(2), 38(2), 40(2) ou 42(2) du présent règlement, autres que les renseignements suivants :

(i) ceux prévus aux alinéas 34(2)c), 37(2)b), 38(2)c) ou 40(2)b) du présent règlement,

(ii) tout renseignement pour lequel la méthode de quantification des réductions des émissions indique qu'il ne peut pas être modifié;

g) dans le cas d'un projet de réduction des émissions de CO₂e prévu à l'alinéa 30d) du présent règlement, pour chaque combustible cotraité à faible intensité en carbone produit :

(i) son type,

(ii) une mention indiquant si le combustible est un substitut de l'essence ou un substitut du diesel,

(iii) l'intensité en carbone par défaut déterminée conformément à la méthode de quantification applicable au projet ou l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement et, le cas échéant, tout identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement,

(iv) le nombre d'unités de conformité provisoires créées conformément à la méthode de quantification applicable au projet par la production du combustible,

(v) an indication of whether the compliance credits have been created in respect of the liquid or gaseous class.

3 If the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21 of these Regulations, is the owner or operator of a fuelling station referred to in subsection 98(1) of these Regulations, the following information with respect to each propane, compressed natural gas or liquefied natural gas that is supplied at that fuelling station:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each fuelling station where fuel was supplied to vehicles;

(b) for each fuelling station referred to in paragraph (a),

(i) the type of fuel for which the compliance credits are created,

(ii) the quantity of the fuel referred to in subparagraph (i),

(iii) the total quantity of fuel that contains the fuel referred to in subparagraph (i) that is supplied to vehicles at that fuelling station, as measured by a meter and expressed in cubic metres of fuel in the liquid state, in cubic metres or in kilograms, as the case may be,

(iv) the total quantity of renewable propane, co-processed low-carbon-intensity propane or renewable natural gas supplied to vehicles, determined from the supporting documents referred to in subsection 99(2) of these Regulations and expressed in cubic metres of fuel in the liquid state, in cubic metres or in kilograms, as the case may be;

(c) for each fuel type referred to in subparagraph (b)(i),

(i) the carbon intensity of propane, compressed natural gas or liquefied natural gas that is determined in accordance with subsection 75(6) of these Regulations, that is approved under subsection 85(1) of these Regulations or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) of these Regulations, as the case may be, and

(ii) the energy density of the propane or compressed natural gas, expressed in megajoules per cubic metre, or the energy density of liquefied natural gas, expressed in megajoules per kilogram, as the case may be, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, at the election of the registered creator; and

(v) une mention indiquant si les unités de conformité sont créées relativement à la catégorie des combustibles liquides ou à la catégorie des combustibles gazeux.

3 Dans le cas où le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord de création au titre de l'article 21 du présent règlement est le propriétaire ou l'exploitant d'une station de ravitaillement visée au paragraphe 98(1) du présent règlement, les renseignements ci-après à l'égard du propane, du gaz naturel comprimé et du gaz naturel liquéfié fourni, pour chaque combustible :

a) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque station de ravitaillement où le combustible a été fourni à des véhicules;

b) pour chaque station de ravitaillement visée à l'alinéa a) :

(i) le type de combustible pour lequel les unités de conformité sont créées,

(ii) la quantité du combustible visé au sous-alinéa (i),

(iii) la quantité totale de combustible contenant celui visé au sous-alinéa (i) qui est fournie aux véhicules, mesurée par un compteur, exprimée en mètres cubes de combustible à l'état liquide, en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas,

(iv) la quantité totale de propane renouvelable, de propane cotraité à faible intensité en carbone ou de gaz naturel renouvelable fournie aux véhicules déterminée au moyen des pièces justificatives visées au paragraphe 99(2) du présent règlement, exprimée en mètres cubes de combustible à l'état liquide, en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas;

c) pour chaque type de combustible visé au sous-alinéa b)(i) :

(i) l'intensité en carbone du propane, du gaz naturel comprimé ou du gaz naturel liquéfié qui est déterminée conformément au paragraphe 75(6) du présent règlement, l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du présent règlement, selon le cas,

(ii) la densité énergétique du propane ou du gaz naturel comprimé, exprimée en mégajoules par mètre cube, ou du gaz naturel liquéfié, exprimée en mégajoules par kilogramme, selon le cas, prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou prévue par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV

(d) the number of provisional compliance credits created by the supply of fuel under subsection 98(1) of these Regulations.

4 If the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21 of these Regulations, is the owner or operator of a fuelling station referred to in subsection 99(1) of these Regulations, the following information with respect to each renewable propane, co-processed low-carbon intensity propane, compressed renewable natural gas or liquefied renewable natural gas that is supplied at that fuelling station:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each fuelling station where fuel was supplied to vehicles;

(b) for each fuelling station referred to in paragraph (a), the types of fuel that are supplied to vehicles and that are used to create compliance credits;

(c) for each type of fuel referred to in paragraph (b),

(i) the carbon intensity of compressed natural gas, liquefied natural gas or propane that is determined in accordance with subsection 75(6) of these Regulations, that is approved under subsection 85(1) of these Regulations or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity pathway-report referred to in subsection 123(1) of these Regulations, as the case may be, and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations,

(ii) its energy density, expressed in megajoules per cubic metre or megajoules per kilogram, as the case may be, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, at the election of the registered creator,

(iii) the quantity that is supplied to vehicles at each fuelling station, expressed in cubic metres of fuel in the liquid state in the case of renewable propane or co-processed low-carbon-intensity propane, expressed in cubic metres in the case of compressed renewable natural gas and expressed in kilograms in the case of liquefied renewable natural gas, and

(iv) the name of the person from whom that type of fuel was purchased; and

(d) the number of provisional compliance credits created under subsection 99(1) of these Regulations for renewable propane, co-processed low-carbon-intensity propane, compressed renewable natural gas or liquefied renewable natural gas, as the case may be.

des combustibles, au choix du créateur enregistré;

d) le nombre d'unités de conformité provisoires créées par la fourniture du combustible au titre du paragraphe 98(1) du présent règlement.

4 Dans le cas où le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord de création au titre de l'article 21 du présent règlement est le propriétaire ou l'exploitant d'une station de ravitaillement visée au paragraphe 99(1) du présent règlement, les renseignements ci-après à l'égard du propane renouvelable, du propane cotraité à faible intensité en carbone, du gaz naturel renouvelable comprimé, du gaz naturel renouvelable liquéfié, fourni à cette station de ravitaillement :

a) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque station de ravitaillement où le combustible a été fourni à des véhicules;

b) pour chaque station de ravitaillement visé à l'alinéa a), les types de combustibles fournis à des véhicules pour lesquels des unités de conformité ont été créées;

c) pour chaque type de combustible visé à l'alinéa b) :

(i) l'intensité en carbone du gaz naturel comprimé, du gaz naturel liquéfié ou du propane déterminée conformément au paragraphe 75(6) du présent règlement, l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du présent règlement, selon le cas et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement,

(ii) sa densité énergétique prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube ou en mégajoules par kilogramme, selon le cas,

(iii) la quantité fournie aux véhicules, exprimée en mètres cubes de combustible à l'état liquide, dans le cas du propane renouvelable ou du propane cotraité à faible intensité en carbone, en mètres cubes, dans le cas du gaz naturel renouvelable comprimé ou en kilogrammes, dans le cas du gaz naturel renouvelable liquéfié,

(iv) le nom de la personne de qui le combustible a été acheté;

d) le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre du paragraphe 99(1) du présent règlement pour le propane renouvelable, le propane cotraité à faible

5 If the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21 of these Regulations, is a charging-site host referred to in subsection 101(1) of these Regulations, the following information with respect to the electricity that is supplied to electric vehicles:

(a) for each province where the electricity is supplied to electric vehicles,

(i) the carbon intensity of the electricity that is determined in accordance with subsection 75(7) of these Regulations, that is approved under subsection 85(1) of these Regulations or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) of these Regulations, as the case may be, and

(ii) the serial number and the name or identifier of each charging station in the province;

(b) for each charging station referred to in subparagraph (a)(ii) that is not accessible to marine vessels,

(i) its GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, its civic address,

(ii) the energy efficiency ratio for light-duty electric vehicles on the January 1 of the compliance period, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, or an energy efficiency ratio of 2.5, at the election of the registered creator,

(iii) the energy efficiency ratio for electric vehicles, other than those referred to in subparagraph (ii), on the January 1 of the compliance period, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, or an energy efficiency ratio of 2.5, at the election of the registered creator, and

(iv) the quantities of electricity that are supplied to the electric vehicles referred to in subparagraphs (ii) and (iii);

(c) for each charging station referred to in subparagraph (a)(ii) that is accessible to marine vessels,

(i) its GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, its civic address,

(ii) the energy efficiency ratio for electric marine vessels on the January 1 of the compliance period, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, or an energy efficiency ratio of 2.5, at the election of the registered creator, and

intensité en carbone, le gaz naturel renouvelable comprimé, le gaz naturel renouvelable liquéfié, selon le cas.

5 Dans le cas où le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord de création au titre de l'article 21 du présent règlement est l'hôte d'une station de recharge visé au paragraphe 101(1) du présent règlement, les renseignements ci-après à l'égard de l'électricité fournie aux véhicules électriques :

a) pour chaque province où l'électricité est fournie aux véhicules électriques :

(i) l'intensité en carbone déterminée conformément au paragraphe 75(7) du présent règlement, l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du présent règlement, selon le cas,

(ii) le numéro de série et le nom ou l'identifiant de chaque borne de recharge dans la province;

b) pour chaque borne de recharge visée au sous-alinéa a)(ii) inaccessible aux navires :

(i) ses coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, son adresse municipale,

(ii) le rapport d'efficacité énergétique égal à 2,5 ou le rapport d'efficacité énergétique prévu au 1^{er} janvier de la période de conformité pour les véhicules électriques légers par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré,

(iii) le rapport d'efficacité énergétique égal à 2,5 ou le rapport d'efficacité énergétique prévu au 1^{er} janvier de la période de conformité pour les véhicules électriques, autres que ceux visés au sous-alinéa (ii), par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré,

(iv) la quantité d'électricité fournie à chaque catégorie de véhicule électrique visée aux sous-alinéas (ii) et (iii);

c) pour chaque borne de recharge visée au sous-alinéa a)(ii) accessible aux navires :

(i) ses coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, son adresse municipale,

(ii) le rapport d'efficacité énergétique égal à 2,5 ou le rapport d'efficacité énergétique prévu au 1^{er} janvier de la période de conformité pour les navires

(iii) the quantity of electricity that is supplied to electric marine vessels; and

(d) the number of provisional compliance credits created under subsection 101(1) of these Regulations for the supply of electricity to electric vehicles.

6 If the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21 of these Regulations, is the operator of a charging network referred to in subsection 102(1) of these Regulations, the following information with respect to the electricity that is supplied to electric vehicles:

(a) for each province in which the electricity is supplied to electric vehicles,

(i) the carbon intensity of the electricity that is determined in accordance with subsection 75(7) of these Regulations, that is approved under subsection 85(1) of these Regulations or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) of these Regulations, as the case may be, and

(ii) the total quantity of electricity of a specified carbon intensity that is supplied to electric vehicles in the province, expressed in kilowatt hours;

(b) the energy efficiency ratio for light-duty electric vehicles on the January 1 of the compliance period, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, or an energy efficiency ratio of 2.5, at the election of the registered creator;

(c) for each charging station that is intended primarily for use by the occupants of a private dwelling-place,

(i) the province in which it is located and its serial number, and

(ii) the quantity of electricity of a specified carbon intensity that is supplied to electric vehicles by that charging station, expressed in kilowatt hours;

(d) for each charging station that is intended primarily for use by the public,

(i) the province in which it is located, its GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, its name or identifier, civic address and serial number, and

(ii) the quantity of electricity of a specified carbon intensity that is supplied to electric vehicles by that charging station, expressed in kilowatt hours; and

électriques par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré,

(iii) la quantité d'électricité fournie aux navires électriques;

(d) le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre du paragraphe 101(1) du présent règlement par la fourniture d'électricité aux véhicules électriques.

6 Dans le cas où le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord de création au titre de l'article 21 du présent règlement est l'exploitant d'un réseau de recharge visé au paragraphe 102(1) du présent règlement, les renseignements ci-après à l'égard de l'électricité fournie aux véhicules électriques :

(a) pour chaque province où l'électricité est fournie aux véhicules électriques :

(i) l'intensité en carbone de l'électricité déterminée conformément au paragraphe 75(7) du présent règlement, l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du présent règlement, selon le cas,

(ii) la quantité totale d'électricité d'une intensité en carbone donnée, fournie aux véhicules électriques dans la province, exprimée en kilowattheures;

(b) le rapport d'efficacité énergétique égal à 2,5 ou le rapport d'efficacité énergétique prévu au 1^{er} janvier de la période de conformité pour les véhicules électriques légers par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré;

(c) pour chaque borne de recharge destinée principalement à être utilisée par les occupants d'un logement privé :

(i) la province où elle est située et son numéro de série,

(ii) la quantité d'électricité d'une intensité en carbone donnée, fournie aux véhicules électriques et exprimée en kilowattheures;

(d) pour chaque borne de recharge destinée principalement à être utilisée par le public :

(i) la province où elle est située, ses coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, son nom ou son identifiant, son adresse civique et son numéro de série,

(e) the number of provisional compliance credits created under subsection 102(1) of these Regulations by the supply of electricity to electric vehicles.

7 If the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21 of these Regulations, is the owner or operator of a hydrogen fuelling station, the following information with respect to the hydrogen supplied by those stations for use in Canada as an energy source for hydrogen fuel cell vehicles in accordance with paragraph 104(1)(a) of these Regulations:

- (a)** for each hydrogen fuelling station,
 - (i)** its name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, its civic address, and
 - (ii)** the quantity of hydrogen, expressed in kilograms, that is supplied to each class of hydrogen fuel cell vehicles listed in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations;
- (b)** the carbon intensity of the hydrogen supplied to the vehicles referred to in subparagraph (a)(ii) that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations or determined in accordance with paragraph 75(1)(b) or subsection 75(6) of these Regulations, that is approved under subsection 85(1) of these Regulations or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) of these Regulations, as the case may be, and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity;
- (c)** if feedstock is used to produce the hydrogen, the type of that feedstock and the region where it was extracted, harvested or produced;
- (d)** if eligible feedstock is used to produce the hydrogen, the maximum quantity of hydrogen, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using the eligible feedstock in order to create compliance credits under paragraph 104(1)(a) of these Regulations and that is supplied to vehicles at each fuelling station; and
- (e)** the number of provisional compliance credits created under paragraph 104(1)(a) of these Regulations.

(ii) la quantité d'électricité d'une intensité en carbone donnée, fournie aux véhicules électriques et exprimée en kilowattheures;

e) le nombre d'unités de conformité provisoires créées par la fourniture d'électricité aux véhicules électriques au titre du paragraphe 102(1) du présent règlement.

7 Dans le cas où le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord de création au titre de l'article 21 du présent règlement est le propriétaire ou l'exploitant de stations de ravitaillement en hydrogène, les renseignements ci-après à l'égard de l'hydrogène fourni par ces stations pour être utilisé au Canada comme source d'énergie dans un véhicule à pile à hydrogène conformément à l'alinéa 104(1)a) du présent règlement :

- a)** pour chaque station de ravitaillement en hydrogène :
 - (i)** ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, son adresse municipale,
 - (ii)** la quantité d'hydrogène, exprimée en kilogrammes, fournie à chaque catégorie de véhicules à pile à hydrogène prévue par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;
- b)** l'intensité en carbone de l'hydrogène fourni aux véhicules visés au sous alinéa a)(ii), déterminée par le créateur enregistré, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement, l'intensité en carbone déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) ou au paragraphe 75(6) du présent règlement, l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du présent règlement, selon le cas, et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone;
- c)** le cas échéant, le type de charge d'alimentation utilisée pour produire l'hydrogène et la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- d)** le cas échéant, la quantité d'hydrogène visée au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité conformément à l'alinéa 104(1)a) du présent règlement, et qui est fournie aux véhicules à chaque station de ravitaillement en hydrogène;
- e)** le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre de l'alinéa 104(1)a) du présent règlement.

8 If the registered creator, or a person with whom they have entered into an agreement under section 21 of these Regulations, is the owner or operator of a hydrogen fuelling station, the following information with respect to the hydrogen supplied by those stations for use in Canada as a fuel for vehicles other than hydrogen fuel cell vehicles in accordance with paragraph 104(1)(b) of these Regulations:

- (a)** for each hydrogen fuelling station,
 - (i)** its name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, its civic address, and
 - (ii)** the quantity of hydrogen, expressed in kilograms, that is supplied to each class of hydrogen fuel cell vehicles listed in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations;
- (b)** the carbon intensity of the hydrogen supplied to the vehicles referred to in subparagraph (a)(ii) that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations or determined in accordance with paragraph 75(1)(b) or subsection 75(6) of these Regulations, that is approved under subsection 85(1) of these Regulations or that is the actual carbon intensity specified in the carbon-intensity-pathway report referred to in subsection 123(1) of these Regulations, as the case may be, and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity;
- (c)** if feedstock is used to produce the hydrogen, the type of that feedstock and the region where it was extracted, harvested or produced;
- (d)** if eligible feedstock is used to produce the hydrogen, the maximum quantity of hydrogen, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using the eligible feedstock in order to create compliance credits under paragraph 104(1)(b) of these Regulations and that is supplied to vehicles at each fuelling station; and
- (e)** the number of provisional compliance credits created under paragraph 104(1)(b) of these Regulations.

9 The following information with respect to each liquid low-carbon-intensity fuel that is produced or imported into Canada in order to create compliance credits and that the registered creator has either exported or sold for export during the compliance period or that is acquired in accordance with a transfer request referred to in section 108 of these Regulations and, during the compliance

8 Dans le cas où le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord de création au titre de l'article 21 du présent règlement est le propriétaire ou l'exploitant de stations de ravitaillement en hydrogène, les renseignements ci-après à l'égard de l'hydrogène fourni par ces stations pour être utilisé au Canada comme combustible dans un véhicule autre qu'un véhicule à pile à hydrogène conformément à l'alinéa 104(1)b) du présent règlement :

- a)** pour chaque station de ravitaillement en hydrogène :
 - (i)** ses nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, son adresse municipale,
 - (ii)** la quantité d'hydrogène, exprimée en kilogrammes, fournie à chaque catégorie de véhicules prévue par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;
- b)** l'intensité en carbone de l'hydrogène fourni aux véhicules visés au sous alinéa a)(ii), déterminée par le créateur enregistré, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement, l'intensité en carbone déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) ou au paragraphe 75(6) du présent règlement, l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement ou l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone visé au paragraphe 123(1) du présent règlement, selon le cas, et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone;
- c)** le cas échéant, le type de charge d'alimentation utilisée pour produire l'hydrogène et la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- d)** le cas échéant, la quantité d'hydrogène visée au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité conformément à l'alinéa 104(1)b) du présent règlement et qui est fournie aux véhicules à chaque station de ravitaillement en hydrogène;
- e)** le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre de l'alinéa 104(1)b) du présent règlement.

9 Les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone liquide produit ou importé au Canada pour créer des unités de conformité et que le créateur enregistré a exporté ou vendu pour exportation au cours de la période de conformité ou qui est acheté conformément à l'article 108 du présent règlement et qu'une personne, autre qu'un fournisseur principal ou un créateur

period, a person, other than a primary supplier or a registered creator, has exported or sold it for export:

- (a)** its quantity, expressed in cubic metres;
- (b)** its carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it; and
- (c)** the number of compliance credits to be canceled and the account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations into which the credits have been deposited.

10 The following information with respect to each gaseous low-carbon-intensity fuel that is produced or imported into Canada in order to create compliance credits and that the registered creator has either exported or sold for export during the compliance period or that is acquired in accordance with a transfer request referred to in section 108 of these Regulations and, during the compliance period, a person, other than a primary supplier or a registered creator, has exported or sold it for export:

- (a)** its quantity, expressed in cubic metres or kilograms;
- (b)** its carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it; and
- (c)** the number of compliance credits to be canceled and the account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations into which the credits have been deposited.

11 The following information with respect to any fuel or energy source for which compliance credits are created by the registered creator in accordance with section 88 of these Regulations:

- (a)** its carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations;
- (b)** in the case where its carbon intensity has been the subject of an application for temporary approval under subsection 91(1) of these Regulations,
 - (i)** the carbon intensity that has been temporarily approved under subsection 91(4) of these Regulations and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 91(5) of these Regulations,
 - (ii)** the period during which the temporarily approved carbon intensity was used to create compliance credits,
 - (iii)** the quantity of fuel supplied during the period referred to in subparagraph (ii),

enregistré, a, au cours de la période de conformité, exporté ou vendu pour exportation :

- a)** sa quantité, exprimée en mètres cubes;
- b)** son intensité en carbone et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci;
- c)** le nombre d'unités de conformité à annuler et le compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement dans lequel elles se trouvent.

10 Les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone gazeux produit ou importé au Canada pour créer des unités de conformité et que le créateur enregistré a exporté ou vendu pour exportation au cours de la période de conformité ou qui est acheté conformément à l'article 108 du présent règlement et qu'une personne, autre qu'un fournisseur principal ou un créateur enregistré a, au cours de la période de conformité, exporté ou vendu pour exportation :

- a)** sa quantité, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;
- b)** son intensité en carbone et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci;
- c)** le nombre d'unités de conformité à annuler et le compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement dans lequel elles se trouvent.

11 Les renseignements ci-après sur tout combustible ou toute source d'énergie pour lesquels des unités de conformité sont créées par le créateur enregistré conformément à l'article 88 du présent règlement :

- a)** son intensité en carbone et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;
- b)** dans le cas du combustible ou de la source d'énergie dont l'intensité en carbone a fait l'objet d'une demande d'approbation temporaire aux termes du paragraphe 91(1) du présent règlement :
 - (i)** son intensité en carbone approuvée temporairement au titre du paragraphe 91(4) du présent règlement et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 91(5) du présent règlement,
 - (ii)** la période au cours de laquelle l'intensité en carbone approuvée temporairement a été utilisée pour créer des unités de conformité,

(iv) the energy density of the fuel or energy source, and

(v) the number of compliance credits created during the period referred to in subparagraph (ii) in respect of which a credit adjustment has been requested;

(c) in the case where its carbon intensity that was used to create compliance credits is the carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) or (b) of these Regulations,

(i) its carbon intensity,

(ii) the period during which the carbon intensity was used to create compliance credits,

(iii) the quantity supplied during the period referred to in subparagraph (ii),

(iv) the energy density of the fuel or energy source, and

(v) the number of compliance credits created during the period referred to in subparagraph (ii) in respect of which a credit adjustment has been requested; and

(d) the total number of compliance credits referred to in subparagraphs (b)(v) and (c)(v) in respect of which a credit adjustment has been requested.

12 The following information with respect to any fuel or energy source for which compliance credits are created by the registered creator after June 30, 2024:

(a) if its carbon intensity is approved after June 30, 2024, that carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations;

(b) if its carbon intensity is approved on or before June 30, 2024, that carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations, as well as

(i) the period during which the carbon intensity was used to create compliance credits,

(ii) the quantity supplied during the period referred to in subparagraph (i), and

(iii) the energy density of the fuel or energy source;

(c) in the case where its carbon intensity was used to create compliance credits before June 30, 2024 and that carbon intensity has been temporarily approved under

(iii) la quantité fournie pendant la période visée au sous-alinéa (ii),

(iv) la densité énergétique du combustible ou de la source d'énergie,

(v) le nombre d'unités de conformité créées pour la période visée au sous-alinéa (ii) et dont l'ajustement a été demandé;

c) dans le cas du combustible ou de la source d'énergie dont l'intensité en carbone utilisée pour créer les unités de conformité est visée aux alinéas 75(1)a) ou b) du présent règlement :

(i) son intensité en carbone;

(ii) la période au cours de laquelle l'intensité en carbone a été utilisée pour créer des unités de conformité,

(iii) la quantité fournie pendant la période visée au sous-alinéa (ii),

(iv) la densité énergétique du combustible ou de la source d'énergie,

(v) le nombre d'unités de conformité créées pour la période visée au sous-alinéa (ii) et dont l'ajustement a été demandé;

d) le nombre total d'unités de conformité visées aux sous-alinéas b)(v) et c)(v) dont l'ajustement a été demandé.

12 Les renseignements ci-après sur tout combustible ou toute source d'énergie pour lesquels des unités de conformité sont créées par le créateur enregistré après le 30 juin 2024 :

a) son intensité en carbone approuvée après le 30 juin 2024 et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;

b) le cas échéant, son intensité en carbone approuvée au plus tard le 30 juin 2024 et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement, ainsi que les renseignements suivants :

(i) la période au cours de laquelle l'intensité en carbone a été utilisée pour créer des unités de conformité,

(ii) la quantité fournie pendant la période visée au sous-alinéa (i),

(iii) la densité énergétique du combustible ou de la source d'énergie;

subsection 91(4) of these Regulations or has been determined in accordance with section 75 of these Regulations, that carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it, as well as

- (i) the period during which the carbon intensity was used to create compliance credits,
 - (ii) the quantity supplied during the period referred to in subparagraph (i), and
 - (iii) the energy density of the fuel; and
- (d) the total number of compliance credits in respect of which a credit adjustment has been requested.

13 The total number of compliance credits referred to in sections 8 to 12 in respect of which a credit adjustment has been requested that are in any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations.

SCHEDULE 12

(Subsections 121(2) and (3), paragraph 158(5)(b) and Schedule 13)

Contents of Quarterly Credit-Creation Report

1 The following information with respect to the registered creator:

- (a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and
- (c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 The following information with respect to each liquid low-carbon-intensity fuel referred to in section 94 of these Regulations that is produced in Canada by the registered creator or the person with whom the registered creator has entered into an agreement under section 21 of these Regulations during the period to which the report relates:

- (a) its type;

c) le cas échéant, toute intensité en carbone approuvée temporairement au titre du paragraphe 91(4) du présent règlement ou l'intensité en carbone déterminée conformément à l'article 75 du présent règlement utilisée pour créer des unités de conformité avant le 30 juin 2024 et l'identifiant alphanumérique assignée à celle-ci, ainsi que les renseignements suivants :

- (i) la période pendant laquelle l'intensité en carbone a été utilisée pour créer des unités de conformité,
- (ii) la quantité fournie pendant la période visée au sous-alinéa (i),
- (iii) la densité énergétique du combustible ou de la source d'énergie;

d) le nombre total d'unités de conformité créées dont l'ajustement est demandé.

13 Le nombre total d'unités de conformité visées aux articles 8 à 12 dont l'ajustement est demandé, dans tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement.

ANNEXE 12

(paragraphe 121(2) et (3), alinéa 158(5)b) et annexe 13)

Contenu du rapport trimestriel sur la création d'unités de conformité

1 Les renseignements ci-après sur le créateur enregistré :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone liquide visé à l'article 94 du présent règlement qui est produit au Canada par le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord au titre de l'article 21 du présent règlement au cours de la période visée par le rapport :

- a)** son type;

(b) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the fuel is produced;

(c) its carbon intensity that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations or that is approved under subsection 85(1) of these Regulations, as the case may be, and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity under subsection 85(2) of these Regulations;

(d) the type of feedstock that was used to produce the fuel;

(e) the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;

(f) its energy density, expressed in megajoules per cubic metre, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, at the election of the registered creator;

(g) its quantity determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using an eligible feedstock in order to create compliance credits in accordance with section 94 of these Regulations, and that is used in Canada;

(h) an indication of whether the fuel is a gasoline replacement or a diesel replacement; and

(i) the number of provisional compliance credits created under subsection 94(2) of these Regulations by the production of the fuel.

3 The following information with respect to each gaseous low-carbon-intensity fuel referred to in section 95 or 100 of these Regulations that is produced in Canada by the registered creator, or the person with whom the registered creator has entered into an agreement under section 21 of these Regulations, during of the period to which the report relates:

(a) its type;

(b) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the fuel is produced;

(c) its carbon intensity that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations or that is approved under subsection 85(1) of these Regulations, as the case may be, and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity under subsection 85(2) of these Regulations;

b) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où il est produit;

c) son intensité en carbone, à savoir son intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement ou son intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;

d) le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;

e) la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;

f) sa densité énergétique prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou prévue par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube;

g) sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité conformément à l'article 94 du présent règlement et qui est utilisée au Canada;

h) une mention indiquant si le combustible à faible intensité en carbone est un substitut de l'essence ou un substitut du diesel;

i) le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre du paragraphe 94(2) du présent règlement par la production du combustible.

3 Les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone gazeux visé aux articles 95 ou 100 du présent règlement qui est produit au Canada par le créateur enregistré ou la personne avec laquelle celui-ci a conclu un accord au titre de l'article 21 du présent règlement au cours de la période visée par le rapport :

a) son type;

b) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où il est produit;

c) son intensité en carbone, à savoir son intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement ou son intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;

(d) the type of feedstock that was used to produce the fuel;

(e) the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;

(f) its energy density, as set out in column 2 of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator;

(g) in the case where the fuel is biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen in respect of which compliance credits are created in respect of the gaseous class,

(i) its quantity determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using an eligible feedstock in order to create compliance credits in accordance with section 95 of these Regulations, and that is used in Canada, and

(ii) the number of provisional compliance credits created under subsection 95(1) of these Regulations by the production of the fuel;

(h) in the case where the fuel is renewable natural gas or renewable propane in respect of which compliance credits are created in respect of the liquid class,

(i) the name of the owner or operator of each fuelling station to which the fuel has been supplied,

(ii) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each fuelling station to which the fuel has been supplied,

(iii) its quantity determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using an eligible feedstock in order to create compliance credits in accordance with section 100 of these Regulations, and that is supplied to vehicles at each fuelling station, and

(iv) the number of provisional compliance credits created under subsection 100(1) of these Regulations by the production of the fuel; and

(i) in the case where the fuel is biogas that is used in an equipment that produces electricity, the amount determined under subsection 95(3) of these Regulations and the value of

(i) the total quantity of electricity that is produced by the equipment, expressed in megajoules,

(ii) the heat energy that is produced by the equipment and used or sold, expressed in megajoules,

d) le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;

e) la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;

f) sa densité énergétique prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré;

g) s'agissant du biogaz, du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène pour lesquels des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux sont créées :

(i) sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité conformément à l'article 95 du présent règlement et qui est utilisée au Canada,

(ii) le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre du paragraphe 95(1) du présent règlement par sa production;

h) s'agissant du gaz naturel renouvelable ou du propane renouvelable pour lesquels des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides sont créées :

(i) le nom du propriétaire ou de l'exploitant de chaque station de ravitaillement à laquelle il a été fourni,

(ii) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque station de ravitaillement à laquelle il a été fourni,

(iii) sa quantité visée au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité conformément à l'article 100 du présent règlement et qui est fournie à des véhicules à chaque station de ravitaillement,

(iv) le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre du paragraphe 100(1) du présent règlement par sa production;

i) s'agissant du biogaz utilisé dans un équipement de production d'électricité, le résultat de la formule prévue au paragraphe 95(3) du présent règlement et les valeurs suivantes :

(i) l'électricité totale produite par l'équipement, exprimée en mégajoules,

(iii) the quantity of that biogas that is used in the equipment, expressed in cubic metres, and

(iv) the energy density of the biogas as set out in item 1, column 2, of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator.

4 The following information for each liquid low-carbon-intensity fuel referred to in section 94 of these Regulations that is imported into Canada by the registered creator during the period to which the report relates:

- (a)** its type;
- (b)** the province into which the fuel is imported;
- (c)** the name of each foreign supplier who supplied a quantity of the fuel, as well as the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the fuel was produced;
- (d)** its carbon intensity that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations or that is approved under subsection 85(1) of these Regulations, as the case may be, and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity under subsection 85(2) of these Regulations;
- (e)** the type of feedstock that was used to produce the fuel;
- (f)** the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;
- (g)** its energy density, expressed in megajoules per cubic metre, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, at the election of the registered creator;
- (h)** its quantity determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using an eligible feedstock and that is imported in order to create compliance credits in accordance with section 94 of these Regulations;
- (i)** an indication of whether the fuel is a gasoline replacement or a diesel replacement; and
- (j)** the number of provisional compliance credits created under subsection 94(2) of these Regulations by the import of the fuel.

(ii) l'énergie thermique produite par l'équipement et utilisée ou vendue, exprimée en mégajoules,

(iii) la quantité de biogaz utilisée dans l'équipement, exprimée en mètres cubes,

(iv) la densité énergétique du biogaz prévue à l'article 1 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré.

4 Les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone liquide visé à l'article 94 du présent règlement qui est importé au Canada par le créateur enregistré au cours de la période visée par le rapport :

- a)** son type;
- b)** la province où il est importé;
- c)** le nom du fournisseur étranger qui en a fourni une quantité, ainsi que les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, l'adresse municipale de chaque installation où il a été produit;
- d)** son intensité en carbone, à savoir son intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement ou son intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;
- e)** le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;
- f)** la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- g)** sa densité énergétique prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube;
- h)** sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et qui est importée afin de créer des unités de conformité conformément à l'article 94 du présent règlement;
- i)** une mention indiquant si le combustible est un substitut de l'essence ou un substitut du diesel;
- j)** le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre du paragraphe 94(2) du présent règlement par l'importation du combustible.

5 The following information for each gaseous low-carbon-intensity fuel referred to in section 95 or 100 of these Regulations that is imported into Canada by the registered creator during the period to which the report relates:

- (a)** its type;
- (b)** the name of each foreign supplier who supplied a quantity of the fuel, as well as the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the fuel was produced;
- (c)** its carbon intensity that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations or that is approved under subsection 85(1) of these Regulations and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity under subsection 85(2) of these Regulations;
- (d)** the type of feedstock that was used to produce the fuel;
- (e)** the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;
- (f)** its energy density, as set out in column 2 of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator;
- (g)** in the case where the fuel is biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen in respect of which compliance are created in respect of the gaseous class,
 - (i)** the province into which the fuel is imported,
 - (ii)** its quantity determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using an eligible feedstock and that is imported in order to create compliance credits in accordance with section 95 of these Regulations, and
 - (iii)** the number of provisional compliance credits created under subsection 95(4) of these Regulations by the import of the fuel;
- (h)** in the case where the fuel is renewable natural gas or renewable propane in respect of which compliance credits are created in respect of the liquid class,
 - (i)** the name of the owner or operator of each fuelling station to which the fuel has been supplied,
 - (ii)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each fuelling station to which the fuel has been supplied,

5 Les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone gazeux visé aux articles 95 ou 100 du présent règlement qui est importé au Canada par le créateur enregistré au cours de la période visée par le rapport :

- a)** son type;
- b)** le nom du fournisseur étranger qui en a fourni une quantité, ainsi que les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, l'adresse municipale de chaque installation où il a été produit;
- c)** son intensité en carbone, à savoir son intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement ou son intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;
- d)** le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;
- e)** la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- f)** sa densité énergétique prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré;
- g)** s'agissant du biogaz, du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène pour lesquels des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux sont créées :
 - (i)** la province où le combustible est importé,
 - (ii)** sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et qui est importée afin de créer des unités de conformité conformément à l'article 95 du présent règlement,
 - (iii)** le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre du paragraphe 95(4) du présent règlement par l'importation du combustible;
- h)** s'agissant du gaz naturel renouvelable ou du propane renouvelable pour lesquels des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides sont créées :
 - (i)** le nom du propriétaire ou de l'exploitant de chaque station de ravitaillement à laquelle il a été fourni,

(iii) its quantity determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using an eligible feedstock that is imported in order to create compliance credits in accordance with section 100 of these Regulations, and that is supplied to vehicles at each fueling station, and

(iv) the number of provisional compliance credits that are created under subsection 100(2) of these Regulations by the import of the fuel; and

(i) in the case where the fuel is biogas that is used in an equipment that produces electricity, the amount determined under subsection 95(3) of these Regulations and the value of

(i) the total quantity of electricity produced by the equipment, expressed in megajoules,

(ii) the heat energy produced by the equipment and used or sold, expressed in megajoules,

(iii) the quantity of that biogas used in the equipment, expressed in cubic metres, and

(iv) the energy density of the biogas as set out in item 1, column 2, of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator.

6 If compliance credits that are created for a low-carbon-intensity fuel referred to in any of sections 2 to 5 are transferred by the registered creator to another participant in accordance with subsection 108(1) of these Regulations, the following information:

(a) the name of each participant to whom compliance credits are transferred;

(b) the quantity of low-carbon-intensity fuel that is sold to each participant, expressed in cubic metres;

(c) for each fuel that is sold to each participant, the carbon intensity that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations or that is approved under subsection 85(1) of these Regulations and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity under subsection 85(2) of these Regulations; and

(d) the number of compliance credits that are transferred to each participant for each fuel.

(ii) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque station de ravitaillement à laquelle il a été fourni,

(iii) sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et importée afin de créer des unités de conformité conformément à l'article 100 du présent règlement, et qui est fournie à des véhicules à chaque station de ravitaillement,

(iv) le nombre d'unités de conformité provisoires créées conformément au paragraphe 100(2) du présent règlement par l'importation du combustible;

i) s'agissant du biogaz utilisé dans un équipement de production d'électricité, le résultat de la formule prévue au paragraphe 95(3) du présent règlement et les valeurs suivantes :

(i) l'électricité totale produite par l'équipement, exprimée en mégajoules,

(ii) l'énergie thermique produite par l'équipement et utilisée ou vendue, exprimée en mégajoules,

(iii) la quantité de biogaz utilisée dans l'équipement, exprimée en mètres cubes,

(iv) la densité énergétique du biogaz prévue à l'article 1 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré.

6 Dans le cas où les unités de conformité créées pour un combustible à faible intensité en carbone visé aux articles 2 à 5 sont cédées par le créateur enregistré à un autre participant conformément au paragraphe 108(1) du présent règlement, les renseignements suivants :

a) le nom de chaque participant à qui les unités de conformité sont cédées;

b) la quantité de combustible à faible intensité en carbone vendu à chaque participant, exprimée en mètres cubes;

c) l'intensité en carbone de chaque combustible vendu à chaque participant, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement ou l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;

d) le nombre d'unités de conformité cédées à chaque participant pour chaque combustible.

7 The following information for each quantity of electricity produced using biogas in respect of which provisional compliance credits have been created in accordance with subsection 96(3) of these Regulations during the period to which the report relates:

- (a)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the biogas is produced;
- (b)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each facility at which electricity is produced;
- (c)** the carbon intensity of the biogas that is the default carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations or that is approved under subsection 85(1) of these Regulations and any alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity under subsection 85(2) of these Regulations;
- (d)** the type of feedstock that was used to produce the fuel;
- (e)** the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;
- (f)** the energy density of the biogas, expressed in megajoules per cubic metre, as set out in item 1, column 2, of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator;
- (g)** the quantity of the biogas, expressed in cubic metres, produced using an eligible feedstock and determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations that is used in Canada in equipment for the production of electricity;
- (h)** the carbon intensity of the electricity that is produced using the biogas and determined in accordance with subsection 96(2) of these Regulations;
- (i)** the total quantity of electricity that is produced by the equipment using the biogas at each facility and used in the determination of the carbon intensity of the electricity;
- (j)** the quantity of electricity that is produced using the biogas at each facility and used to create provisional compliance credits; and
- (i)** the number of provisional compliance credits that are created under subsection 96(3) of these Regulations by the production of electricity.

7 Les renseignements ci-après concernant chaque quantité d'électricité produite à partir du biogaz pour laquelle des unités de conformité provisoires ont été créées conformément au paragraphe 96(3) du présent règlement au cours de la période visée par le rapport :

- a)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où le biogaz est produit;
- b)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où l'électricité est produite;
- c)** l'intensité en carbone du biogaz, à savoir l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement ou l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;
- d)** le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;
- e)** la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- f)** la densité énergétique du biogaz prévue à l'article 1 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube;
- g)** la quantité de biogaz, exprimée en mètres cubes, déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et qui est utilisée au Canada dans un équipement de production d'électricité;
- h)** l'intensité en carbone de l'électricité produite à partir du biogaz, déterminée conformément au paragraphe 96(2) du présent règlement;
- i)** l'électricité totale produite par les équipements utilisant le biogaz à chaque installation et utilisée dans le calcul de l'intensité carbone de l'électricité;
- j)** la quantité d'électricité produite à partir du biogaz à chaque installation et utilisée pour créer des unités de conformité provisoires;
- i)** le nombre d'unités de conformité provisoires créées au titre du paragraphe 96(3) du présent règlement par la production d'électricité.

SCHEDULE 13

(Subsection 122(2) and paragraphs 157(b) and 158(5)(b))

Contents of Credit-Adjustment Report**1** The following information with respect to the registered creator:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 For each three-month period during the compliance period, the following information with respect to each liquid low-carbon-intensity fuel with a particular carbon intensity whose production in Canada during that compliance period results in compliance credits being deposited into the account of their registered creator:

- (a)** its type;
- (b)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the fuel is produced;
- (c)** the carbon intensity of the fuel and any alphanumeric identifier assigned under subsection 85(2) of these Regulations, as set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;
- (d)** the carbon intensity of the fuel as set out in any carbon-intensity-pathway report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period;
- (e)** the type of feedstock that was used to produce the fuel;
- (f)** the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;
- (g)** the energy density of the fuel, expressed in megajoules per cubic metre, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, at the election of the registered creator;

ANNEXE 13

(paragraphe 122(2) et alinéas 157(b) et 158(5)(b))

Contenu du rapport d'ajustement des unités de conformité**1** Les renseignements ci-après sur le créateur enregistré :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Pour chaque période de trois mois de la période de conformité, les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone liquide d'une intensité en carbone donnée dont la production au Canada au cours de cette période de conformité donne lieu à l'inscription d'unités de conformité au compte de leur créateur enregistré :

- a)** son type;
- b)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où il est produit;
- c)** son intensité en carbone et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;
- d)** le cas échéant, l'intensité en carbone figurant dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement pour la même période de conformité;
- e)** le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;
- f)** la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- g)** la densité énergétique du combustible, prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube;

(h) an indication of whether the fuel is a gasoline replacement or a diesel replacement;

(i) the quantity of the fuel, expressed in cubic metres, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, that is produced using an eligible feedstock in order to create compliance credits during the same three-month period and that is used in Canada;

(j) the difference between the quantity referred to in paragraph (i) and the quantity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;

(k) the quantity of low-carbon-intensity fuel that was exported or sold for export during the period to which the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations relates;

(l) the total number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations and a description of the change or error, if any, which requires the adjustment of credits;

(m) the total number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations, and a description of the change or error, if any, which requires the cancellation of credits; and

(n) the number of compliance credits, if any, that have been transferred to each participant under subsection 108(1) of these Regulations.

3 For each three-month period during the compliance period, the following information with respect to each gaseous low-carbon-intensity fuel with a particular carbon intensity referred to in section 95 or 100 of these Regulations whose production in Canada during that compliance period results in compliance credits being deposited into the account of the registered creator:

(a) its type;

(b) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the fuel is produced;

(c) the type of feedstock that was used to produce the fuel;

(d) the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;

(e) the energy density of the fuel, expressed in megajoules per cubic metre or per kilogram, as set out in column 2 of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in

h) une mention indiquant si le combustible est un substitut de l'essence ou un substitut du diesel;

i) la quantité du combustible déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité au cours de la même période et qui est utilisée au Canada;

j) la différence entre la quantité prévue à l'alinéa i) et la quantité figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;

k) la quantité de combustible à faible intensité en carbone qui a été exportée ou vendue pour exportation au cours de la période visée par le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement;

l) le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui nécessite l'ajustement des unités de conformité;

m) le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement, et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui motive l'annulation;

n) le nombre d'unités de conformité cédées à chaque participant au titre du paragraphe 108(1) du présent règlement, le cas échéant.

3 Pour chaque période de trois mois de la période de conformité, les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone gazeux d'une intensité en carbone donnée visé aux articles 95 ou 100 du présent règlement dont la production au Canada au cours de la période de conformité donne lieu à l'inscription d'unités de conformité au compte de leur créateur enregistré :

a) son type;

b) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où il est produit;

c) le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;

d) la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;

e) la densité énergétique du combustible, prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du

accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator;

(f) in the case where the fuel is biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen in respect of which compliance credits are created in respect of the gaseous class,

(i) the carbon intensity of the fuel and any alphanumeric identifier assigned under subsection 85(2) of these Regulation, as set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period,

(ii) the carbon intensity set out in any report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period,

(iii) the quantity of the fuel, expressed in cubic metres or kilograms, as applicable, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations that is produced using an eligible feedstock in order to create compliance credits under subsection 95(1) of these Regulations during the same three-month period and that is used in Canada, and

(iv) the difference between the quantity referred to in subparagraph (iii) and the quantity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;

(g) in the case where the fuel is renewable natural gas or renewable propane in respect of which compliance credits are created in respect of the liquid class,

(i) the name of the owner or operator of each fuelling station to which the fuel has been supplied,

(ii) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each fuelling station to which the fuel has been supplied,

(iii) the carbon intensity of the fuel and any alphanumeric identifier assigned under subsection 85(2) of these Regulation, as set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period,

(iv) the carbon-intensity of the fuel as set out in any report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period,

(v) the quantity of the fuel determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using an eligible feedstock in order to create compliance credits during the same three-month period in accordance with section 100 of these Regulations, and that is supplied to vehicles at each fuelling station, and

présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube ou en mégajoules par kilogramme, selon le cas;

f) s'agissant du biogaz, du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène pour lesquels des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux sont créées :

(i) son intensité en carbone figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement,

(ii) le cas échéant, l'intensité en carbone figurant dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement pour la même période de conformité,

(iii) sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas, produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité au cours de la même période au titre du paragraphe 95(1) du présent règlement et utilisée au Canada,

(iv) la différence entre la quantité prévue au sous-alinéa (iii) et la quantité figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;

g) s'agissant du gaz naturel renouvelable ou du propane renouvelable pour lesquels des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides sont créées :

(i) le nom du propriétaire ou de l'exploitant de chaque station de ravitaillement à laquelle il a été fourni,

(ii) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque station de ravitaillement à laquelle il a été fourni,

(iii) son intensité en carbone figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement,

(iv) le cas échéant, l'intensité en carbone figurant dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement pour la même période de conformité,

(vi) the difference between the quantity referred to in subparagraph (v) and the quantity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;

(h) the quantity of low-carbon-intensity fuel that was exported or sold for export during the period to which the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations relates;

(i) in the case where the production of the low-carbon-intensity fuel results in the creation of compliance credits under subsection 95(1) of these Regulations,

(i) the total number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under paragraph 28(b) of these Regulations and a description of the change or error, if any, which requires the adjustment of credits, and

(ii) the total number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under paragraph 28(b) of these Regulations, and a description of the change or error, if any, which requires the cancellation of credits;

(j) in the case where the production of the low-carbon-intensity fuel results in the creation of compliance credits under subsection 100(1) of these Regulations,

(i) the total number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under paragraph 28(a) of these Regulations and a description of the change or error, if any, which requires the adjustment of credits, and

(ii) the total number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under paragraph 28(a) of these Regulations, and a description of the change or error, if any, which requires the cancellation of credits; and

(k) the number of compliance credits, if any, that are transferred to each participant under subsection 108(1) of these Regulations and the name of that participant.

(v) sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité au cours de la même période conformément à l'article 100 du présent règlement, et qui est fournie aux véhicules dans chaque station de ravitaillement,

(vi) la différence entre la quantité prévue au sous-alinéa (v) et la quantité figurant dans le rapport trimestriel transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;

h) la quantité de combustible à faible intensité en carbone qui a été exportée ou vendue pour exportation au cours de la période visée par le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement;

i) dans le cas où la production du combustible a pour résultat la création d'unités de conformité au titre du paragraphe 95(1) du présent règlement :

(i) le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'alinéa 28b) du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui nécessite l'ajustement des unités de conformité,

(ii) le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'alinéa 28b) du présent règlement, et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui motive l'annulation;

j) dans le cas où la production du combustible a pour résultat la création d'unités de conformité au titre du paragraphe 100(1) du présent règlement :

(i) le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'alinéa 28a) du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui motive l'inscription,

(ii) le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'alinéa 28a) du présent règlement, et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui motive l'annulation;

k) le nombre d'unités de conformité cédées à chaque participant au titre du paragraphe 108(1) du présent règlement, le cas échéant, et le nom de chacun des participants à qui les unités de conformité ont été cédées.

4 For each three-month period during the compliance period, the following information with respect to each liquid low-carbon-intensity fuel with a particular carbon intensity whose import into Canada during that

4 Pour chaque période de trois mois de la période de conformité, les renseignements ci-après sur chaque combustible à faible intensité en carbone liquide d'une intensité en carbone donnée dont l'importation au Canada au

compliance period results in compliance credits being deposited into the account of their registered creator:

- (a)** its type;
- (b)** the province into which the fuel is imported;
- (c)** the name of each foreign supplier who supplied a quantity of the fuel, as well as the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the fuel was produced;
- (d)** the carbon intensity of the fuel and any alphanumeric identifier assigned under subsection 85(2) of these Regulations, as set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;
- (e)** the carbon intensity of the fuel as set out in any report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period;
- (f)** the type of feedstock that was used to produce the fuel;
- (g)** the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;
- (h)** the energy density of the fuel, expressed in megajoules per cubic metre, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, at the election of the registered creator;
- (i)** the quantity of the fuel, expressed in cubic metres, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, that is produced using an eligible feedstock and that is imported in order to create compliance credits during the same three-month period and that is used in Canada;
- (j)** the difference between the quantity referred to in paragraph (i) and the quantity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;
- (k)** the quantity of low-carbon-intensity fuel that was exported or sold for export during the period to which the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations relates;
- (l)** the total number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations and a description of the change or error, if any, which requires the adjustment of credits;
- (m)** the total number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations, and a description

cours de la période de conformité donne lieu à l'inscription d'unités de conformité au compte de leur créateur enregistré :

- a)** son type;
- b)** la province où il est importé;
- c)** le nom du fournisseur étranger qui en a fourni une quantité, ainsi que les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, l'adresse municipale de chaque installation où il a été produit;
- d)** son intensité en carbone figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;
- e)** le cas échéant, l'intensité en carbone figurant dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement pour la même période de conformité;
- f)** le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;
- g)** la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- h)** la densité énergétique du combustible, prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube;
- i)** la quantité du combustible déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles afin de créer des unités de conformité au cours de la même période et qui est importée et utilisée au Canada;
- j)** la différence entre la quantité prévue à l'alinéa i) et la quantité figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;
- k)** la quantité du combustible qui a été exportée ou vendue pour exportation au cours de la période visée par le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement;
- l)** le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui nécessite l'ajustement des unités de conformité;

of the change or error, if any, which requires the cancellation of credits; and

(n) the number of compliance credits, if any, that have been transferred to each participant under subsection 108(1) of these Regulations.

5 For each three-month period during the compliance period, the following information with respect to each gaseous low-carbon-intensity fuel with a particular carbon intensity referred to in section 95 or 100 of these Regulations whose import into Canada during that compliance period results in compliance credits being deposited into the account of their registered creator:

- (a)** its type;
- (b)** the province into which the fuel is imported;
- (c)** the name of each foreign supplier who supplied a quantity of the fuel, as well as the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the fuel was produced;
- (d)** the type of feedstock that was used to produce the fuel;
- (e)** the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;
- (f)** its carbon intensity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period and any report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period, and any alphanumeric identifier assigned under subsection 85(2) of these Regulations;
- (g)** the energy density of the fuel, expressed in megajoules per cubic metre or per kilogram, as set out in column 2 of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator;
- (h)** in the case where the fuel is biogas, renewable natural gas, renewable propane or hydrogen in respect of which compliance credits are created in respect of the gaseous class,
 - (i)** the carbon intensity of the fuel and any alphanumeric identifier assigned under subsection 85(2) of these Regulation, as set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period,

m) le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui motive l'annulation;

n) le nombre d'unités de conformité cédées à chaque participant au titre du paragraphe 108(1) du présent règlement, le cas échéant.

5 Pour chaque période de trois mois de la période de conformité, les renseignements ci-après concernant chaque combustible à faible intensité en carbone gazeux d'une intensité en carbone donnée visé aux articles 95 ou 100 du présent règlement dont l'importation au Canada au cours de cette période de conformité donne lieu à l'inscription d'unités de conformité au compte de leur créateur enregistré :

- a)** son type;
- b)** la province où il est importé;
- c)** le nom du fournisseur étranger qui en a fourni une quantité, ainsi que les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmes près et, le cas échéant, l'adresse municipale de chaque installation où il a été produit;
- d)** le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;
- e)** la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- f)** l'intensité en carbone du combustible figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période et dans tout rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement ainsi que, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;
- g)** la densité énergétique du combustible, prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube ou en mégajoules par kilogramme, selon le cas;
- h)** s'agissant du biogaz, du gaz naturel renouvelable, du propane renouvelable ou de l'hydrogène pour lesquels des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles gazeux sont créées :
 - (i)** son intensité en carbone figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en

- (ii)** the carbon intensity set out in any report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period,
- (iii)** the quantity of the fuel, expressed in cubic metres or kilograms, as applicable, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations that is produced using an eligible feedstock in order to create compliance credits under subsection 95(1) of these Regulations during the same three-month period and that is used in Canada, and
- (iv)** the difference between the quantity referred to in subparagraph (iii) and the quantity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;
- (i)** in the case where the fuel is renewable natural gas or renewable propane in respect of which compliance credits are created in respect of the liquid class,
- (i)** the name of the owner or operator of each fuelling station to which the fuel has been supplied,
- (ii)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each fuelling station to which the fuel has been supplied,
- (iii)** the carbon intensity of the fuel and any alphanumeric identifier assigned under subsection 85(2) of these Regulation, as set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period,
- (iv)** the carbon-intensity of the fuel as set out in any report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period,
- (v)** the quantity of the fuel determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres, that is produced using an eligible feedstock that is imported in order to create compliance credits during the same three-month period in accordance with section 100 of these Regulations, and
- (vi)** the difference between the quantity referred to in subparagraph (v) and the quantity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;
- (j)** the quantity of low-carbon-intensity fuel that was exported or sold for export during the period to which the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations relates;
- carbone aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement,
- (ii)** le cas échéant, l'intensité en carbone figurant dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement pour la même période de conformité,
- (iii)** sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles, qui est importée afin de créer des unités de conformité au cours de la même période au titre du paragraphe 95(1) du présent règlement et qui est utilisée au Canada,
- (iv)** la différence entre la quantité prévue au sous-alinéa (iii) et la quantité figurant dans le rapport trimestriel sur la création d'unités de conformité transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;
- i)** s'agissant du gaz naturel renouvelable ou du propane renouvelable pour lesquels des unités de conformité relatives à la catégorie des combustibles liquides sont créées :
- (i)** le nom du propriétaire ou de l'exploitant de chaque station de ravitaillement à laquelle il a été fourni,
- (ii)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque station de ravitaillement à laquelle il a été fourni,
- (iii)** son intensité en carbone figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement,
- (iv)** le cas échéant, l'intensité en carbone figurant dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement pour la même période de conformité,
- (v)** sa quantité déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et importée afin de créer des unités de conformité au cours de la même période conformément à l'article 100 du présent règlement,

(k) in the case where the import of the low-carbon-intensity fuel results in the creation of compliance credits under subsection 95(1) of these Regulations,

(i) the total number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under paragraph 28(b) of these Regulations and a description of the change or error, if any, which requires the adjustment of credits, and

(ii) the total number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under paragraph 28(b) of these Regulations, and a description of the change or error, if any, which requires the cancellation of credits;

(l) in the case where the import of the low-carbon-intensity fuel results in the creation of compliance credits under subsection 100(1) of these Regulations,

(i) the total number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under paragraph 28(a) of these Regulations and a description of the change or error, if any, which requires the adjustment of credits, and

(ii) the total number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under paragraph 28(a) of these Regulations, and a description of the change or error, if any, which requires the cancellation of credits; and

(m) the number of compliance credits, if any, that have been transferred to each participant under subsection 108(1) of these Regulations.

6 The following information with respect to each low-carbon-intensity fuel, other than those referred to in sections 2 to 5, for which compliance credits have been created:

(a) the quantity of the fuel that was exported or sold for export during the period to which the report relates;

(b) its carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations; and

(c) the total number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations.

(vi) la différence entre la quantité prévue au sous-alinéa (v) et la quantité figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;

j) la quantité du combustible qui a été exportée ou vendue pour exportation au cours de la période visée par le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement;

k) dans le cas où l'importation du combustible a pour résultat la création d'unités de conformité au titre du paragraphe 95(1) du présent règlement :

(i) le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'alinéa 28b) du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui nécessite l'ajustement des unités de conformité,

(ii) le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'alinéa 28b) du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui motive l'annulation;

l) dans le cas où l'importation du combustible a pour résultat la création d'unités de conformité au titre du paragraphe 100(1) du présent règlement :

(i) le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'alinéa 28a) du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui nécessite l'ajustement des unités de conformité,

(ii) le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'alinéa 28a) du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui motive l'annulation;

m) le nombre d'unités de conformité cédées à chaque participant au titre du paragraphe 108(1) du présent règlement, le cas échéant.

6 Pour chaque combustible à faible intensité en carbone, autres que ceux visés aux articles 2 à 5, pour lequel des unités de conformité ont été créées :

a) la quantité exportée ou vendue pour exportation pendant la période visée par le rapport;

b) son intensité en carbone et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;

c) le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement.

7 For each three-month period during the compliance period, the following information for each quantity of electricity produced using biogas with a particular carbon intensity whose production in Canada during that compliance period resulted in the deposit of provisional compliance credits into the account of the registered creator:

- (a)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, the civic address of each facility at which the biogas is produced;
- (b)** the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each facility at which electricity is produced;
- (c)** the carbon intensity of the biogas and any alphanumeric identifier assigned to the biogas under subsection 85(2) of these Regulations, as set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations;
- (d)** the carbon intensity of the biogas as set out in any report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period;
- (e)** the type of feedstock that was used to produce the fuel;
- (f)** the region where the feedstock was extracted, harvested or produced;
- (g)** the carbon intensity of the electricity that is produced using the biogas as set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;
- (h)** the carbon intensity of the electricity that is produced using the biogas, as determined in accordance with subsection 96(2) of these Regulations;
- (i)** the energy density of the biogas, expressed in megajoules per cubic metre or per kilogram, as set out in item 1, column 2, of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator;
- (j)** the quantity of the biogas, expressed in cubic metres, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations that is produced using an eligible feedstock and that is used in equipment for the production of electricity in Canada in order to create compliance credits during the same three-month period;
- (k)** the difference between the quantity referred to in subparagraph (j) and the quantity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;

7 Pour chaque période de trois mois de la période de conformité, les renseignements ci-après concernant chaque quantité d'électricité produite à partir du biogaz d'une intensité en carbone donnée et dont la production au Canada au cours de cette période de conformité donne lieu à l'inscription d'unités de conformité au compte de leur créateur enregistré :

- a)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où le biogaz est produit;
- b)** les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où l'électricité est produite;
- c)** l'intensité en carbone du biogaz figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période et, le cas échéant, l'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;
- d)** le cas échéant, l'intensité en carbone figurant dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone pour le biogaz transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement pour la même période de conformité;
- e)** le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible;
- f)** la région où la charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite;
- g)** l'intensité en carbone de l'électricité produite à partir du biogaz figurant dans le rapport trimestriel sur la création des unités de conformité transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;
- h)** l'intensité en carbone de l'électricité produite à partir du biogaz, déterminée conformément au paragraphe 96(2) du présent règlement;
- i)** la densité énergétique du biogaz, prévue à l'article 1 de l'annexe 2, dans la colonne 2, ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube;
- j)** la quantité de biogaz, exprimée en mètres cubes et déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et utilisée dans un équipement de production d'électricité au Canada afin de créer des unités de conformité au cours de la même période;

(l) the total quantity of electricity that is produced by the equipment using the biogas at each facility during the same three-month period and that is used in the determination of the carbon intensity of the electricity;

(m) the difference between the total referred to in paragraph (l) and the total set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;

(n) the quantity of electricity that is produced using the biogas and used to create compliance credits during the same three-month period; and

(o) the difference between the quantity referred to in paragraph (n) and the quantity set out in the report submitted under subsection 121(1) of these Regulations for the same three-month period;

(p) for the biogas used in the production of the electricity, the total number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations and a description of the change or error, if any, which requires the adjustment of credits; and

(q) for the biogas used in the production of the electricity, the total number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations, and a description of the change or error, if any, which requires the cancellation of credits.

8 The following information with respect to each low-carbon-intensity fuel for which the registered creator has requested the creation of compliance credits under sections 88 and 89 of these Regulations:

(a) the carbon intensity of the fuel and the alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations;

(b) in the case where its carbon intensity has been the subject of an application for temporary approval under subsection 91(1) of these Regulations,

(i) any carbon intensity that has been temporarily approved under subsection 91(4) of these Regulations and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 91(5) of these Regulations,

k) la différence entre la quantité prévue à l'alinéa j) et celle figurant dans le rapport transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;

l) l'électricité totale produite par les équipements utilisant le biogaz à chaque installation au cours de la même période et utilisée dans le calcul de l'intensité en carbone de l'électricité;

m) la différence entre l'électricité totale prévue à l'alinéa l) et celle figurant dans le rapport trimestriel sur la création d'unités de conformité transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;

n) la quantité d'électricité produite à partir du biogaz à chaque installation et utilisée pour créer des unités de conformité au cours de la même période;

o) la différence entre la quantité d'électricité visée à l'alinéa n) et celle figurant dans le rapport trimestriel sur la création d'unités de conformité transmis au titre du paragraphe 121(1) du présent règlement pour la même période;

p) pour le biogaz utilisé pour produire de l'électricité, le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui nécessite l'ajustement des unités de conformité;

q) pour le biogaz utilisé pour produire de l'électricité, le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement et la description de la modification ou de l'erreur, le cas échéant, qui motive l'annulation.

8 Pour chaque combustible à faible intensité en carbone pour lequel le créateur enregistré a demandé la création d'unités de conformité conformément aux articles 88 et 89 du présent règlement :

a) son intensité en carbone et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;

b) dans le cas du combustible dont l'intensité en carbone a fait l'objet d'une demande d'approbation provisoire aux termes du paragraphe 91(1) du présent règlement :

(i) son intensité en carbone approuvée temporairement au titre du paragraphe 91(4) du présent règlement et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 91(5) du présent règlement,

- (ii)** the period during which the temporarily approved carbon intensity was used to create compliance credits,
- (iii)** the quantity of fuel that is determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres or kilograms, that is produced using an eligible feedstock and supplied during the period referred to in subparagraph (ii),
- (iv)** the energy density of the fuel, expressed in megajoules per cubic metre or per kilogram, as set out in column 2 of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator,
- (v)** the number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations, for the period referred to in subparagraph (ii), and
- (vi)** the number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations for the period referred to in subparagraph (ii);
- (c)** in the case where its carbon intensity that was used to create compliance credits is the carbon intensity referred to in paragraph 75(1)(a) of these Regulations,
- (i)** its carbon intensity,
- (ii)** the period during which the carbon intensity was used to create compliance credits,
- (iii)** the quantity of fuel that is determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres or kilograms, that is produced using an eligible feedstock and supplied during the period referred to in subparagraph (ii),
- (iv)** its energy density, expressed in megajoules per cubic metre or per kilogram, as set out in column 2 of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator,
- (v)** the number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations, for the period referred to in subparagraph (ii), and
- (vi)** the number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations for the period referred to in subparagraph (ii);
- (ii)** la période au cours de laquelle l'intensité en carbone approuvée temporairement a été utilisée pour créer des unités de conformité,
- (iii)** la quantité de combustible déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et fournie pendant la période visée au sous-alinéa (ii),
- (iv)** la densité énergétique du combustible prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube ou en mégajoules par kilogramme, selon le cas,
- (v)** le nombre d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement pour la période visée au sous-alinéa (ii),
- (vi)** le nombre d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement pour la période visée au sous-alinéa (ii);
- c)** dans le cas du combustible dont l'intensité en carbone utilisée pour créer les unités de conformité est visée à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement :
- (i)** son intensité en carbone,
- (ii)** la période au cours de laquelle l'intensité en carbone a été utilisée pour créer des unités de conformité,
- (iii)** la quantité de combustible déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et fournie pendant la période visée au sous-alinéa (ii),
- (iv)** la densité énergétique du combustible prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube ou en mégajoules par kilogramme, selon le cas,
- (v)** le nombre d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement pour la période visée au sous-alinéa (ii),

(d) in the case where its carbon intensity is determined in accordance with paragraph 75(1)(b) of these Regulations,

(i) its carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations,

(ii) the period during which the carbon intensity was used to create compliance credits,

(iii) the quantity of fuel that is determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations, expressed in cubic metres or kilograms, that is produced using an eligible feedstock and supplied during the period referred to in subparagraph (ii),

(iv) its energy density, expressed in megajoules per cubic metre or per kilogram, as set out in column 2 of Schedule 2, as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations or as measured in accordance with section 162 of these Regulations, at the election of the registered creator,

(v) the number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under paragraph 28(a) of these Regulations, for the period referred to in subparagraph (ii), and

(vi) the number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under paragraph 28(a) of these Regulations for the period referred to in subparagraph (ii).

9 The following information with respect to each low-carbon-intensity fuel for which the registered creator has requested the creation of compliance credits after July 1, 2024:

(a) the carbon intensity of the fuel that is approved after July 1, 2024 and the alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations;

(b) the carbon intensity that is set out in any report submitted under subsection 123(1) of these Regulations for the same compliance period;

(c) in the case where the carbon intensity of the fuel has been approved before June 30, 2024, that carbon

(vi) le nombre d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement pour la période visée au sous-alinéa (ii);

d) dans le cas du combustible dont l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) du présent règlement :

(i) son intensité en carbone et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement,

(ii) la période au cours de laquelle l'intensité en carbone a été utilisée pour créer des unités de conformité,

(iii) la quantité de combustible déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et fournie pendant la période visée au sous-alinéa (ii),

(iv) la densité énergétique du combustible prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube ou en mégajoules par kilogramme, selon le cas,

(v) le nombre d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement pour la période visée au sous-alinéa (ii),

(vi) le nombre d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement pour la période visée au sous-alinéa (ii).

9 Pour chaque combustible à faible intensité en carbone pour lequel le créateur enregistré a demandé la création d'unités de conformité après le 1^{er} juillet 2024 :

a) son intensité en carbone approuvée après le 1^{er} juillet 2024, et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement;

b) le cas échéant, l'intensité en carbone figurant dans le rapport sur les filières d'intensité en carbone transmis au titre du paragraphe 123(1) du présent règlement pour la même période de conformité;

c) si l'intensité en carbone a été approuvée avant le 30 juin 2024, cette intensité en carbone et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci aux termes du

intensity and the alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations, as well as

(i) the period during which the approved carbon intensity was used to create compliance credits,

(ii) the quantity of fuel, expressed in cubic metres or kilograms, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations that is produced using an eligible feedstock that was supplied during the period referred to in subparagraph (i), and

(iii) the energy density of the fuel, expressed in megajoules per cubic metre or per kilogram, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, at the election of the registered creator;

(d) in the case where the carbon intensity has been temporarily approved under subsection 91(4) of these Regulations or has been determined in accordance with paragraph 75(1)(b) of these Regulations and used to create compliance credits before June 30, 2024, that carbon intensity and any alphanumeric identifier assigned to it under subsection 85(2) of these Regulations, as well as

(i) the period during which the carbon intensity was used to create compliance credits,

(ii) the quantity of fuel expressed in cubic metres or kilograms, determined in accordance with subsection 45(1) of these Regulations that is produced using an eligible feedstock that was supplied during the period referred to in subparagraph (i), and

(iii) the energy density of the fuel, expressed in megajoules per cubic metre or per kilogram, as set out in column 2 of Schedule 2 or as set out in the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, at the election of the registered creator; and

(e) the total number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations.

10 The following information with respect to any modification or error, other than any that are referred to in sections 2 to 9:

(a) the nature of the modification or error;

(b) the provision of Schedule 12 to which it relates;

paragraphe 85(2) du présent règlement ainsi que les renseignements suivants :

(i) la période pendant laquelle l'intensité en carbone approuvée a été utilisée pour créer des unités de conformité,

(ii) la quantité de combustible déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et fournie pendant la période visée au sous-alinéa (i),

(iii) la densité énergétique du combustible, prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube;

d) dans le cas de l'intensité en carbone approuvée temporairement au titre du paragraphe 91(4) du présent règlement ou déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) du présent règlement et utilisée pour créer des unités de conformité avant le 30 juin 2024, cette intensité en carbone et l'identifiant alphanumérique assignée à celle-ci aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement, ainsi que les renseignements suivants :

(i) la période pendant laquelle l'intensité en carbone a été utilisée pour créer des unités de conformité,

(ii) la quantité de combustible déterminée conformément au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en mètres cubes ou en kilogrammes, selon le cas, qui est produite à partir de charges d'alimentation admissibles et fournie pendant la période visée au sous-alinéa (i),

(iii) la densité énergétique du combustible, prévue à la colonne 2 de l'annexe 2 ou par les spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles, ou mesurée conformément à l'article 162 du présent règlement, au choix du créateur enregistré, exprimée en mégajoules par mètre cube ou en mégajoules par kilogramme, selon le cas;

e) le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement.

10 Les renseignements ci-après, pour toute modification ou erreur, autres que celles visées aux articles 2 à 9 :

a) sa nature;

b) la disposition de l'annexe 12 qui s'y rapporte;

(c) the number of compliance credits to be deposited into any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations; and

(d) the number of compliance credits to be canceled from any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations.

11 The total number of compliance credits that are referred to in sections 2 to 9 and that are in any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations that should be canceled.

12 The total number of compliance credits that are referred to in sections 2 to 9 that should be created and deposited in an account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations.

13 The net total number of compliance credits that are in any account of the registered creator opened under section 28 of these Regulations in respect of which a credit adjustment has been requested.

SCHEDULE 14

(Paragraph 1(4)(p) and subsection 123(2))

Contents of Carbon-Intensity-Pathway Report

1 The following information with respect to the registered creator, carbon-intensity contributor or foreign supplier:

(a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and

(c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 In the case of a fuel or material input with an approved carbon intensity determined in accordance with paragraph 75(1)(b) or section 76 or 77 of these Regulations, the following information:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of the production facility where the low-carbon-intensity fuel or material input was produced;

(c) le nombre total d'unités de conformité à inscrire à tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement;

(d) le nombre total d'unités de conformité à annuler de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement.

11 Le nombre total d'unités de conformité mentionnées aux articles 2 à 9, qui devraient être annulées de tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement.

12 Le nombre total d'unités de conformité mentionnées aux articles 2 à 9 qui devraient être créées et déposées dans tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement.

13 Le nombre total net d'unités de conformité dont l'ajustement est demandé dans tout compte du créateur enregistré ouvert au titre de l'article 28 du présent règlement.

ANNEXE 14

(alinéa 1(4)p) et paragraphe 123(2))

Contenu du rapport sur les filières d'intensité en carbone

1 Les renseignements ci-après sur le créateur enregistré, le contributeur à l'intensité en carbone ou le fournisseur étranger :

(a) ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;

(b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;

(c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Dans le cas du combustible ou de l'apport matériel dont l'intensité en carbone approuvée est déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) ou aux articles 76 ou 77 du présent règlement :

(a) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de l'installation de production où le combustible à faible intensité en carbone ou l'apport matériel a été produit;

(b) the type of low-carbon-intensity fuel or material input for which the determination was made;

(c) if the approved carbon intensity was determined in accordance with paragraph 75(1)(b) of these Regulations,

(i) the type of feedstock that was used to produce the fuel or material input,

(ii) if a feedstock was extracted, harvested or produced, the region where it was extracted, harvested or produced, as the case may be,

(iii) the carbon intensity of the fuel or material input that was approved under subsection 85(1) of these Regulations and any alphanumeric identifier that was assigned to that carbon intensity,

(iv) the type of thermal energy and the source of electricity used at the production facility,

(v) if the application for the approval of the carbon intensity indicated that the variable CI_p of the formula that is referred to in paragraph 75(1)(b) of these Regulations has a value of 13 g/MJ, the percentage of the electrical and thermal energy used at the production facility that is from non-fossil sources, electricity with a carbon intensity of less than 100 g/MJ, hydrogen from renewable sources, hydrogen from natural gas with carbon capture and storage or a mix of those sources and the estimated quantity of thermal energy and electricity from each source, and

(vi) if the application for the approval of the carbon intensity indicated that the variable CI_{td} of the formula that is referred to in paragraph 75(1)(b) of these Regulations has a value of 0 g/MJ, the distance between the site where the feedstock was extracted, harvested or produced and the production facility where the fuel or material input was produced and the distance between that facility and the final location where the fuel or material input is distributed to end users; and

(d) if the approved carbon intensity was determined in accordance with section 76 or 77 of these Regulations,

(i) a copy of the pathway from the Fuel LCA Model, including all data that are input into the Fuel LCA Model and all results that are obtained from it using input data for the compliance period and the preceding compliance period,

(ii) the carbon intensity of the fuel or material input, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule,

b) le type de combustible à faible intensité en carbone ou d'apport matériel pour lequel la détermination a été effectuée;

c) si l'intensité en carbone a été déterminée conformément à l'alinéa 75(1)b) du présent règlement :

(i) le type de charges d'alimentation utilisées pour produire le combustible ou l'apport matériel,

(ii) le cas échéant, la région où chaque charge d'alimentation a été extraite, récoltée ou produite, selon le cas,

(iii) l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement pour le combustible ou pour l'apport matériel et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci,

(iv) le type d'énergie thermique et la source d'électricité utilisés à l'installation de production,

(v) si la demande d'approbation de l'intensité en carbone mentionne que la variable IC_p de la formule prévue à l'alinéa 75(1)b) du présent règlement est égale à 13 g/MJ, le pourcentage d'énergie thermique et d'électricité utilisée à l'installation de production qui provient de sources non fossiles, d'électricité dont l'intensité en carbone est inférieure à 100 g/MJ, d'hydrogène produit à partir de sources renouvelables, d'hydrogène produit à partir de gaz naturel avec captage et stockage du carbone ou une combinaison de ces sources, ainsi qu'une estimation de la quantité d'énergie thermique et d'électricité provenant de chacune de ces sources,

(vi) si la demande d'approbation de l'intensité en carbone mentionne que la variable IC_{td} de la formule prévue à l'alinéa 75(1)b) du présent règlement est égale à 0 g/MJ, la distance entre le site d'extraction, de récolte ou de production de la charge d'alimentation et le lieu où est située l'installation de production où le combustible ou l'apport matériel est produit ainsi que la distance entre celle-ci et le lieu de distribution finale du combustible ou de l'apport matériel à l'utilisateur final;

d) si l'intensité en carbone approuvée a été déterminée conformément aux articles 76 ou 77 du présent règlement :

(i) la copie de la filière provenant du modèle ACV des combustibles, y compris les données entrées dans le modèle et les résultats que le modèle a produits en utilisant des données d'entrée pour la période de conformité et celle qui précède,

(ii) l'intensité en carbone déterminée pour le combustible ou pour l'apport matériel, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule,

(iii) if an additional value referred to in subsection 80(2) of these Regulations has been added to the carbon intensity referred to in subparagraph (ii), the additional value and the sum of the additional value and the carbon intensity value, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule,

(iv) if the pathway from the Fuel LCA Model that was used for the determination of the carbon intensity is a new pathway, any alphanumeric identifier assigned to the new pathway under subsection 81(4) of these Regulations,

(v) a description of the data sources and the methods used to collect and determine the data that are entered into a data workbook,

(vi) a copy of the data workbook, including any calculations performed on the data, that is consistent with the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations and used to determine the data that are inputted into the Fuel LCA Model,

(vii) any supporting documentation required by the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations, and

(viii) the information listed in any applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations.

3 In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 78 of these Regulations, the following information:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each location where a fuelling station supplied the fuel;

(b) the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each location, other than a fuelling station, where propane, renewable propane, co-processed low-carbon-intensity propane, natural gas, renewable natural gas or hydrogen is liquefied or compressed for use in the fuelling station;

(c) the type of fossil fuel supplied, if any, to each fuelling station referred to in paragraph (a);

(d) the type of low-carbon-intensity fuel supplied, if any, to vehicles at each fuelling station referred to in paragraph (a);

(e) a copy of the pathway from the Fuel LCA Model, including all data that are inputted into the Fuel LCA Model and all results that are obtained from it, using

(iii) le cas échéant, la valeur supplémentaire d'intensité carbone visée au paragraphe 80(2) du présent règlement pour le combustible ou l'apport matériel, selon le cas, qui a été ajoutée à l'intensité en carbone prévue au sous-alinéa (ii), ainsi que la somme de la valeur supplémentaire et de l'intensité en carbone, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule,

(iv) dans le cas d'une nouvelle filière, l'identifiant alphanumérique qui lui a été assigné aux termes du paragraphe 81(4) du présent règlement,

(v) la description des sources des données et des méthodes utilisées pour déterminer et collecter les données qui sont entrées dans le classeur de données,

(vi) une copie du classeur de données qui contient tous les calculs effectués sur les données, qui est conforme aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles et qui est utilisée pour déterminer les données saisies dans le modèle ACV des combustibles,

(vii) toute pièce justificative requise conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles,

(viii) les renseignements mentionnés dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement.

3 Dans le cas où l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'article 78 du présent règlement :

a) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale du lieu où une station de ravitaillement a fourni le combustible;

b) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale du lieu, autre qu'une station de ravitaillement, où le propane, le propane renouvelable, le propane cotraité à faible intensité en carbone, le gaz naturel, le gaz naturel renouvelable ou l'hydrogène est comprimé ou liquéfié pour utilisation à la station de ravitaillement visée à l'alinéa a);

c) le cas échéant, le type de combustible fossile fourni à des véhicules par la station de ravitaillement visée à l'alinéa a);

d) le cas échéant, le type de combustible à faible intensité en carbone fourni à des véhicules par la station de ravitaillement visée à l'alinéa a);

input data for the compliance period and the preceding compliance period;

(f) the carbon intensity of the fuel determined in accordance with the Fuel LCA Model, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;

(g) if an additional value referred to in subsection 80(2) of these Regulations has been added to the carbon intensity referred to in paragraph (f), the additional value and the sum of the additional value and the carbon intensity value, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;

(h) in the case of a new pathway, any alphanumeric identifier assigned to the new pathway under subsection 81(4) of these Regulations;

(i) a description of the data sources and the methods used to collect and determine the data that are entered into a data workbook;

(j) a copy of the data workbook, including any calculations performed on the data, that is consistent with the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations and used to determine the data that are inputted into the Fuel LCA Model;

(k) any supporting documentation required by the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations; and

(l) the information listed in any applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations.

4 In the case of a carbon intensity determined in accordance with section 79 of these Regulations, the following information:

(a) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each facility or location where there is one or more charging stations or fuelling stations to which any electricity was supplied;

(b) the GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each site where any electricity was produced, other than a facility or location referred to in paragraph (a);

(c) a copy of the pathway from the Fuel LCA Model, including all data that are inputted into the Fuel LCA Model and all results that are obtained from it, using

e) la copie de la filière provenant du modèle ACV des combustibles, y compris les données entrées dans le modèle et les résultats que le modèle a produits en utilisant des données d'entrée pour la période de conformité et celle qui précède;

f) l'intensité en carbone du combustible déterminée au moyen du modèle ACV des combustibles, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;

g) le cas échéant, la valeur supplémentaire d'intensité carbone prévue au paragraphe 80(2) du présent règlement pour le combustible, qui a été ajoutée à l'intensité en carbone prévue à l'alinéa f), ainsi que la somme de la valeur supplémentaire et de l'intensité en carbone, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;

h) dans le cas d'une nouvelle filière, l'identifiant alphanumérique qui lui a été assigné aux termes du paragraphe 81(4) du présent règlement;

i) la description des sources des données et des méthodes utilisées pour déterminer et collecter les données qui sont entrées dans le classeur de données;

j) une copie du classeur de données qui contient tous les calculs effectués sur les données, qui est conforme aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles et qui est utilisée pour déterminer les données saisies dans le modèle ACV des combustibles;

k) toute pièce justificative requise conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

l) les renseignements mentionnés dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement.

4 Dans le cas où l'intensité en carbone est déterminée conformément à l'article 79 du présent règlement :

a) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation ou de chaque lieu où sont situées une ou plusieurs bornes de recharge ou stations de ravitaillement auxquelles l'électricité a été fournie;

b) les coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millièmè près et, le cas échéant, l'adresse municipale du site où l'électricité a été produite, si ce site est différent de l'installation ou du lieu visés à l'alinéa a);

c) la copie de la filière provenant du modèle ACV des combustibles, y compris les données entrées dans le modèle et les résultats que le modèle a produits en

input data for the compliance period and the preceding compliance period;

(d) the carbon intensity of the electricity determined in accordance with the Fuel LCA Model, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;

(e) if an additional value referred to in subsection 80(2) of these Regulations has been added to the carbon intensity value referred to in paragraph (d), the additional value and the sum of the additional value and the carbon intensity value, rounded to the nearest hundredth of a gram of CO₂e per megajoule;

(f) in the case of a new pathway, any alphanumeric identifier assigned to the new pathway under subsection 81(4) of these Regulations;

(g) a description of the data sources and the methods used to collect and determine the data that are entered into a data workbook;

(h) a copy of the data workbook, including any calculations performed on the data, that is consistent with the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations and used to determine the data that are inputted into the Fuel LCA Model;

(i) any supporting documentation required by the Specifications for Fuel LCA Model CI Calculations; and

(j) the information listed in any applicable emission-reduction quantification method established under subsection 31(1) or 32(1) of these Regulations.

5 If the determination of the carbon intensity includes a carbon intensity that was approved under subsection 85(1) of these Regulations and transferred from a carbon-intensity contributor, foreign supplier or registered creator, the following information:

(a) the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address, of the carbon-intensity contributor, foreign supplier or registered creator;

(b) the type of low-carbon-intensity fuel, material input or energy source that they provided; and

(c) the approved carbon intensity of the low-carbon-intensity fuel, material input or energy source referred to in paragraph (b) and the alphanumeric identifier assigned to it under section 85(2) of these Regulations.

utilisant des données d'entrée pour la période de conformité et celle qui précède;

d) l'intensité en carbone déterminée pour l'électricité au moyen du modèle ACV des combustibles, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;

e) le cas échéant, la valeur supplémentaire d'intensité carbone prévue au paragraphe 80(2) du présent règlement pour l'électricité, qui a été ajoutée à l'intensité en carbone prévue à l'alinéa d), ainsi que la somme de la valeur supplémentaire et de l'intensité en carbone, arrondie au centième de gramme de CO₂e par mégajoule;

f) dans le cas d'une nouvelle filière, l'identifiant alphanumérique qui lui a été assigné aux termes du paragraphe 81(4) du présent règlement;

g) la description des sources des données et des méthodes utilisées pour déterminer et collecter les données qui sont entrées dans le classeur de données;

h) une copie du classeur de données, qui contient tous les calculs effectués sur les données, qui est conforme aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles et qui est utilisée pour déterminer les données saisies dans le modèle ACV des combustibles;

i) toute pièce justificative requise conformément aux spécifications pour le calcul de l'IC au moyen du modèle ACV des combustibles;

j) les renseignements mentionnés dans la méthode de quantification des réductions des émissions applicable établie au titre des paragraphes 31(1) ou 32(1) du présent règlement.

5 Si la détermination de l'intensité en carbone inclut l'intensité en carbone transférée d'un contributeur à l'intensité en carbone, d'un fournisseur étranger ou d'un créateur enregistré et qui a été approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement, les renseignements suivants :

a) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique du contributeur à l'intensité en carbone, du fournisseur étranger ou du créateur enregistré;

b) le type de combustible à faible intensité en carbone, d'apport matériel ou de source d'énergie fournis par le contributeur à l'intensité en carbone, le fournisseur étranger ou le créateur enregistré;

c) l'intensité en carbone approuvée pour le combustible à faible intensité en carbone, l'apport matériel ou

6 If the actual carbon intensity specified in the report is different than the carbon intensity that was approved under subsection 85(1) of these Regulations, information that explains the difference.

SCHEDULE 15

(Paragraph 1(4)(q) and subsection 124(2))

Contents of Material Balance Report

1 The following information with respect to the registered creator or foreign supplier:

(a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address; and

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent.

2 An indication of whether the feedstock that was used to produce the low-carbon-intensity fuel is a feedstock referred to in paragraph 46(1)(b) or (c) of these Regulations.

3 The type of feedstock that was used to produce the low-carbon-intensity fuel for which compliance credits may be created by carrying out a CO₂e-emission-reduction project described in paragraph 30(d) of these Regulations or under any of sections 94 to 96, 99, 100 and 104 of these Regulations.

4 The type of low-carbon-intensity fuel that was produced.

5 The alphanumeric identifier assigned to the carbon intensity of the fuel under subsection 72(2) of these Regulations or the default carbon intensity that is referred to in paragraph 75(1)(a), whichever is applicable.

6 The energy density of the low-carbon-intensity fuel, expressed in megajoules per cubic metre.

7 The following information in respect of each period set out in subsection 45(3):

(a) the total quantity of low-carbon-intensity fuel referred to in subsection 45(1) of these Regulations;

la source d'énergie visés à l'alinéa b) et l'identifiant alphanumérique unique assigné à cette intensité en carbone aux termes du paragraphe 85(2) du présent règlement.

6 Si l'intensité en carbone réelle précisée dans le rapport est différente de l'intensité en carbone approuvée au titre du paragraphe 85(1) du présent règlement, les raisons expliquant cette différence.

ANNEXE 15

(alinéa 1(4)(q) et paragraphe 124(2))

Contenu du rapport sur le bilan matières

1 Les renseignements ci-après sur le créateur enregistré ou le fournisseur étranger :

a) ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé.

2 Une mention précisant si la charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible à faible intensité en carbone est visée aux alinéas 46(1)b) ou c) du présent règlement.

3 Le type de charge d'alimentation utilisée pour produire le combustible à faible intensité en carbone afin de créer des unités de conformité par la réalisation d'un projet de réduction des émissions visé à l'alinéa 30d) du présent règlement ou au titre des articles 94 à 96, 99, 100 et 104 du présent règlement.

4 Le type de combustible à faible intensité en carbone produit.

5 L'identifiant alphanumérique assigné à l'intensité en carbone du combustible aux termes du paragraphe 72(2) du présent règlement, ou l'intensité en carbone par défaut prévue à l'alinéa 75(1)a) du présent règlement, selon le cas.

6 La densité énergétique du combustible à faible intensité en carbone, exprimée en mégajoules par mètre cube.

7 Pour chaque période prévue au paragraphe 45(3) du présent règlement, les renseignements suivants :

a) la quantité totale du combustible à faible intensité en carbone visé au paragraphe 45(1) du présent règlement;

(b) the quantity of the low-carbon-intensity fuel produced, which must be equal to or less than the quantity referred to in subsection 45(1) of these Regulations, using eligible feedstock for the purpose of creating compliance credits or to be imported into Canada for the purpose of creating compliance credits;

(c) the quantity of eligible feedstock used to produce the low-carbon-intensity fuel referred to in subsection 45(1) of these Regulations, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable;

(d) the quantity of the feedstock, other than the quantity of an eligible feedstock, that was used to produce the low-carbon-intensity fuel referred to in subsection 45(1) of these Regulations, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable;

(e) the quantity of eligible feedstock referred to in subsection 47(2) of these Regulations that was used to produce the low-carbon-intensity fuel in each of the facilities at the start of the period, expressed in kilograms or cubic metres, as applicable; and

(f) the quantity of eligible feedstock referred to in subsection 47(2) of these Regulations that was used to produce the low-carbon-intensity fuel and that was brought to the facility during the period, expressed in kilograms or in cubic metres, as applicable.

8 If the foreign supplier supplies low-carbon-intensity fuel to any person who imports that fuel into Canada, the following information:

(a) the name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of the person who imported the low-carbon-intensity fuel;

(b) the unique identifier used by the foreign supplier for their internal accounting purposes for each declaration referred to in subsection 58(3) of these Regulations that was provided by the foreign supplier to the person who imports the fuel into Canada; and

(c) the total quantity of the low-carbon-intensity fuel, expressed in kilograms or cubic metres, that was produced using eligible feedstock and supplied to the person who imports the fuel into Canada for the purpose of creating compliance credits.

b) la quantité de combustible à faible intensité en carbone produit en utilisant des charges d'alimentation admissibles ou importé au Canada, afin créer des unités de conformité, et qui est inférieure ou égale à la quantité visée au paragraphe 45(1) du présent règlement;

c) la quantité de charges d'alimentation admissibles utilisées pour produire le combustible à faible intensité en carbone visé au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;

d) la quantité de charges d'alimentation — autre que la quantité de charges d'alimentation admissibles — qui a été utilisée pour produire le combustible à faible intensité en carbone visé au paragraphe 45(1) du présent règlement, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;

e) la quantité de charges d'alimentation admissibles visées au paragraphe 47(2) du présent règlement, utilisée pour produire le combustible à faible intensité en carbone dans chacune des installations au début de la période, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas;

f) la quantité de charges d'alimentation admissibles visée au paragraphe 47(2) du présent règlement, utilisée pour produire le combustible à faible intensité en carbone et apportée à l'installation pendant la période, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas.

8 S'agissant de combustible à faible intensité en carbone fourni par le fournisseur étranger et importé au Canada :

a) les nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de chaque personne qui importe le combustible au Canada;

b) l'identifiant unique de chaque déclaration visée au paragraphe 58(3) du présent règlement utilisé dans la comptabilité interne du fournisseur étranger et fourni par ce dernier à la personne qui importe le combustible au Canada;

c) la quantité de combustible produite à partir des charges d'alimentation admissibles et fournie à la personne qui importe le combustible au Canada afin de créer des unités de conformité, exprimée en kilogrammes ou en mètres cubes, selon le cas.

SCHEDULE 16

(Subsection 125(2))

Contents of Compliance-Credit Revenue Report

1 The following information with respect to the registered creator:

(a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and

(c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 The number of compliance credits that the registered creator transferred during the compliance period referred to in paragraph 125(1)(a) of these Regulations.

3 The total revenue from the transfer of the compliance credits referred to in section 2.

4 The amount that the registered creator spent during each compliance period referred to in paragraph 125(1)(b) of these Regulations in respect of the following activities:

(a) expanding electric vehicle charging infrastructure, including charging stations and electricity distribution infrastructure that supports electric vehicle charging, whether intended primarily for use by the occupants of a private dwelling-place or by the public; and

(b) reducing the cost of electric vehicle ownership through financial incentives to purchase or operate an electric vehicle.

5 A description of each of the activities referred to in section 4 that the registered creator carried out.

6 For each compliance period referred to in paragraph 125(1)(b) of these Regulations, the amount of revenue that is derived from the transferring of compliance credits during that compliance period that must be used in accordance with subsection 103(1) of these Regulations but has not yet been used.

7 The amount of revenue, if any, derived from the transferring of compliance credits during any compliance period preceding the compliance period referred to in section 6 that has not yet been used.

ANNEXE 16

(paragraphe 125(2))

Contenu du rapport sur les revenus des unités de conformité

1 Les renseignements ci-après sur le créateur enregistré :

a) ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Le nombre d'unités de conformité cédées par le créateur enregistré au cours de la période de conformité visée à l'alinéa 125(1)a) du présent règlement.

3 Les revenus totaux tirés de la cession des unités visées à l'article 2.

4 La somme utilisée par le créateur enregistré au soutien des activités ci-après au cours de chacune des périodes de conformité visées à l'alinéa 125(1)b) du présent règlement :

a) l'expansion des infrastructures de recharge des véhicules électriques — notamment les bornes de recharge et les infrastructures de distribution d'électricité permettant la recharge de véhicules électriques — destinées principalement à être utilisées par les occupants d'un logement privé ou par le public;

b) la réduction des coûts de propriété des véhicules électriques par des incitatifs financiers à l'achat ou à l'utilisation de tels véhicules.

5 La description de chaque activité menée par le créateur enregistré visée à l'article 4.

6 Pour chaque période de conformité visée à l'alinéa 125(1)b) du présent règlement, le montant des revenus tirés des cessions d'unités de conformité qui doit être utilisé conformément au paragraphe 103(1) du présent règlement et qui n'a pas été déjà utilisé.

7 Le cas échéant, le montant des revenus tirés des cessions des unités de conformité au cours de chacune des périodes de conformité précédant celle visée à l'article 6 qui n'a pas été déjà utilisé.

SCHEDULE 17

(Subsection 126(2))

Contents of Compliance-Credit Balance Report

1 The following information with respect to the registered creator or primary supplier:

- (a)** their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;
- (b)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and
- (c)** the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 With respect to each of the specific types of compliance credits that are referred to in subsection 106(3), the following information:

- (a)** the number of those compliance credits that the registered creator created as provisional compliance credits during the compliance period;
- (b)** the number of those compliance credits that the registered creator or primary supplier transferred in accordance with subsection 106(5) of these Regulations during the compliance period;
- (c)** the number of those compliance credits that were deposited in the registered creator's or primary supplier's accounts in accordance with subsection 106(5) of these Regulations during the compliance period;
- (d)** the number of those compliance credits that were transferred from the registered creator's accounts in accordance with subsection 108(1) of these Regulations during the compliance period;
- (e)** the number of those compliance credits that were deposited in the registered creator's or primary supplier's accounts in accordance with subsection 108(1) of these Regulations during the compliance period;
- (f)** the number of those compliance credits that were transferred from the registered creator's or primary supplier's accounts in accordance with section 109 of these Regulations during the compliance period;
- (g)** the number of those compliance credits that were created as provisional compliance credits during the compliance period or any preceding compliance period

ANNEXE 17

(paragraphe 126(2))

Contenu du rapport sur le solde des unités de conformité

1 Les renseignements ci-après sur le créateur enregistré ou le fournisseur principal :

- a)** ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;
- b)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;
- c)** les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Les renseignements ci-après sur chaque type d'unités de conformité prévu au paragraphe 106(3) du présent règlement :

- a)** le nombre de ces unités de conformité que le créateur enregistré a créées comme unités de conformité provisoires pendant la période de conformité;
- b)** le nombre de ces unités de conformité que le créateur enregistré ou le fournisseur principal a cédées conformément au paragraphe 106(5) du présent règlement pendant la période de conformité;
- c)** le nombre de ces unités de conformité qui ont été inscrites aux comptes du créateur enregistré ou du fournisseur principal conformément au paragraphe 106(5) du présent règlement pendant la période de conformité;
- d)** le nombre de ces unités de conformité qui ont été retirées du compte du créateur enregistré en application du paragraphe 108(1) du présent règlement pendant la période de conformité;
- e)** le nombre de ces unités de conformité qui ont été inscrites aux comptes du créateur enregistré ou du fournisseur principal en application du paragraphe 108(1) du présent règlement pendant la période de conformité;
- f)** le nombre de ces unités de conformité que le créateur enregistré ou le fournisseur principal a cédées conformément à l'article 109 du présent règlement pendant la période de conformité;

and that were in the registered creator's or primary supplier's accounts on the July 31 that follows the end of the compliance period;

(h) the number of those compliance credits that the registered creator or primary supplier offers to transfer through the compliance-credit clearance mechanism in accordance with subsection 110(1) of these Regulations; and

(i) the number of those compliance credits that were transferred from the registered creator's or primary supplier's accounts during the compliance period preceding the current compliance period in accordance with subsection 112(1) of these Regulations.

SCHEDULE 18

(Subsection 127(2) and 158(5)(b))

Contents of Compliance Report

1 The following information with respect to the primary supplier:

(a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and

(c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 The following information with respect to each type of liquid fuel that is described in paragraph 8(1)(a) or (b) of these Regulations:

(a) its type;

(b) in the case where the fuel is produced in Canada,

(i) the name, GPS coordinates to the fifth decimal place and, if any, civic address of each facility at which the fuel was produced, and

(ii) the quantity of fuel produced in each facility referred to in subparagraph (i), expressed in cubic metres, other than any fuel that is referred to in paragraphs 4(2)(a) to (d) of these Regulations;

g) le nombre de ces unités de conformité créées comme unités de conformité provisoires pendant la période de conformité ou toute période de conformité antérieure et qui étaient inscrites au compte du créateur enregistré ou du fournisseur principal le 31 juillet suivant la fin de la période de conformité en cause;

h) le nombre de ces unités de conformité que le créateur enregistré ou le fournisseur principal s'engage à offrir en cession sur le marché de compensation des unités de conformité conformément au paragraphe 110(1) du présent règlement;

i) le nombre de ces unités de conformité que le créateur enregistré ou le fournisseur principal a cédées pendant la période de conformité précédant la période de conformité en cause, conformément au paragraphe 112(1) du présent règlement.

ANNEXE 18

(paragraphe 127(2) et alinéa 158(5)b)

Contenu du rapport de conformité

1 Les renseignements ci-après sur le fournisseur principal :

a) ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Les renseignements ci-après concernant chaque combustible visé aux alinéas 8(1)a) ou b) du présent règlement :

a) son type;

b) s'il est produit au Canada :

(i) les nom, coordonnées GPS en degrés décimaux au cent millième près et, le cas échéant, adresse municipale de chaque installation où il a été produit,

(ii) la quantité de combustible, autre que celui mentionné aux alinéas 4(2)a) à d) du présent règlement, qui est produite à chaque installation visée au sous-alinéa (i), exprimée en mètres cubes;

(c) in the case where the fuel was imported into Canada,

(i) the quantity of the fuel imported into each province, expressed in cubic metres, other than any fuel that is referred to in paragraphs 4(2)(a) to (d) of these Regulations, and its point of entry into that province,

(ii) the method used to transport the fuel, and

(iii) if the fuel is part of a blend, the components of that blend and the proportion of that blend that is a fossil fuel;

(d) in the case of gasoline, the volume that is referred to in subsection 6(2) of these Regulations;

(e) in the case of diesel, the volumes that are referred to in subsection 7(2) of these Regulations;

(f) for each of the primary supplier's fuel production facilities referred to in subparagraph (b)(i), the quantity of each fuel referred to in paragraphs 8(2)(a) to (e) of these Regulations that is produced at that fuel production facility and that the primary supplier is subtracting from their pool, expressed in cubic metres;

(g) for each province, the quantity of each fuel referred to in paragraphs 8(2)(a) to (e) of these Regulations that is imported into Canada by the primary supplier and that the primary supplier is subtracting from their pool, expressed in cubic metres;

(h) the volume of each fuel that is subject to the volumetric requirements set out in subsections 6(1) and 7(1) of these Regulations;

(i) the volume of each fuel that is subject to the reduction requirement;

(j) the primary supplier's reduction requirement with respect to the fuel; and

(k) the primary supplier's total reduction requirement.

3 The quantity of each fuel referred to in paragraphs 4(2)(a) to (d) of these Regulations that the primary supplier produced in Canada or imported into Canada, expressed in cubic metres.

4 If the primary supplier made a contribution to a registered emission-reduction funding program in accordance with paragraph 118(1)(a) of these Regulations,

(a) the name of the registered emission-reduction funding program;

(b) the amount of the contribution;

c) s'il est importé au Canada :

(i) la quantité de combustible, autre que celui mentionné aux alinéas 4(2)a) à d) du présent règlement, qui est importée dans chaque province, exprimée en mètres cubes, et le point d'entrée dans la province,

(ii) la méthode utilisée pour son transport,

(iii) le cas échéant, les composants du mélange dont il fait partie et la proportion de combustible fossile dans le mélange;

d) s'agissant d'essence, le volume visé au paragraphe 6(2) du présent règlement;

e) s'agissant de diesel, le volume visé au paragraphe 7(2) du présent règlement;

f) pour chaque installation de production de combustibles du fournisseur principal visée au sous-alinéa b)(i), la quantité de chaque combustible prévu aux alinéas 8(2)a) à e) du présent règlement produit à l'installation et que le fournisseur principal soustrait de son stock, exprimée en mètres cubes;

g) pour chaque province, la quantité de chaque combustible prévu aux alinéas 8(2)a) à e) du présent règlement qui est importé par le fournisseur principal et que celui-ci soustrait de son stock, exprimée en mètres cubes;

h) le volume de chaque combustible qui est assujéti aux exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) ou 7(1) du présent règlement;

i) le volume de chaque combustible assujéti à l'exigence de réduction;

j) l'exigence de réduction du fournisseur principal à l'égard du combustible;

k) l'exigence de réduction totale du fournisseur principal.

3 La quantité de chaque combustible mentionné aux alinéas 4(2)a) à d) du présent règlement qui est produit ou importé au Canada par le fournisseur principal, exprimée en mètres cubes.

4 Si le fournisseur principal a contribué à un programme enregistré de financement des réductions des émissions conformément à l'alinéa 118(1)a) du présent règlement :

a) le nom du programme;

b) le montant de la contribution;

(c) the number of compliance credits created by making the contribution; and

(d) the receipt referred to in subsection 118(2) of these Regulations.

5 The following information with respect to the compliance credits that the primary supplier will use to satisfy the reduction requirement and the volumetric requirements set out in subsections 6(1) and 7(1) of these Regulations in respect of their pool of gasoline or diesel in accordance with sections 11 and 12 of these Regulations:

(a) the number of compliance credits referred to in paragraph 4(c) that they will use to reduce the reduction requirement;

(b) the number of each of the specific types of compliance credits that are referred to in subsection 106(3) of these Regulations that they will use to reduce the reduction requirement and satisfy the volumetric requirements set out in subsections 6(1) and 7(1) of these Regulations;

(c) the number of each of the specific types of compliance credits referred to in subsection 106(3) of these Regulations that were created with respect to a gasoline replacement and, for each such compliance credit, the volume of the fuel that is associated with it as well as the carbon intensity and any alphanumeric identifier to it;

(d) the number of each of the specific types of compliance credits referred to in subsection 106(3) of these Regulations that were created with respect to a diesel replacement and, for each such compliance credit, the volume of the fuel that is associated with it as well as the carbon intensity and any alphanumeric identifier to it; and

(e) the total number of compliance credits from each of the primary supplier's accounts that they will use to reduce the reduction requirement.

6 If the primary supplier has, in accordance with subsection 16(1) of these Regulations, deferred satisfaction of their reduction requirements in respect of a pool of gasoline or diesel for one of the five compliance periods that immediately precede the compliance period to which the report relates, the following information:

(a) the number of compliance credits that they must use in accordance with subsection 18(1) of these Regulations in order to satisfy the deferred portion of their reduction requirements in accordance with subsection 16(3) of these Regulations; and

(b) the number of each of the specific types of compliance credits that are referred to in subsection 106(3) of these Regulations that they must use in accordance with subsection 18(1) of these Regulations; and

(c) le nombre d'unités de conformité créées par la contribution;

(d) le reçu prévu au paragraphe 118(2) du présent règlement.

5 Les renseignements ci-après concernant les unités de conformité que le fournisseur principal utilisera pour satisfaire à l'exigence de réduction et aux exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) ou 7(1) du présent règlement à l'égard de son stock d'essence ou de diesel, conformément aux articles 11 et 12 du présent règlement :

(a) le nombre d'unités de conformité prévu à l'alinéa 4c) de la présente annexe qu'il utilisera pour satisfaire à l'exigence de réduction;

(b) le nombre d'unités de conformité de chacun des types prévus au paragraphe 106(3) du présent règlement qu'il utilisera pour satisfaire à l'exigence de réduction et aux exigences volumétriques prévues aux paragraphes 6(1) ou 7(1) du présent règlement;

(c) le nombre d'unités de conformité de chacun des types prévus au paragraphe 106(3) du présent règlement qui ont été créées pour le substitut de l'essence et, pour chacune de ces unités, le volume du combustible qui lui est associé, ainsi que l'intensité en carbone du combustible et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci;

(d) le nombre d'unités de conformité de chacun des types prévus au paragraphe 106(3) du présent règlement qui ont été créées pour du substitut du diesel et, pour chacune de ces unités, le volume du combustible qui lui est associé, ainsi que l'intensité en carbone du combustible et l'identifiant alphanumérique assigné celle-ci;

(e) le nombre total des unités de conformité provenant de chaque compte du fournisseur principal que celui-ci utilisera pour satisfaire à l'exigence de réduction.

6 Si le fournisseur principal a reporté la satisfaction des exigences de réduction à l'égard de l'essence ou du diesel conformément au paragraphe 16(1) du présent règlement pour une des cinq périodes de conformité qui précèdent immédiatement celle visée par le rapport, les renseignements suivants :

(a) le nombre d'unités de conformité que le fournisseur principal doit utiliser conformément au paragraphe 18(1) du présent règlement pour satisfaire à la partie reportée des exigences de réduction conformément au paragraphe 16(3) du présent règlement;

(b) le nombre d'unités de conformité de chacun des types prévus au paragraphe 106(3) du présent règlement que le fournisseur principal doit utiliser conformément au paragraphe 18(1) du présent règlement;

(c) the number of compliance credits referred to in paragraph 4(c) that they must use in order to reduce the deferred portion of the reduction requirements.

7 Unless the information is otherwise provided by the primary supplier in a report they submit under section 120 or 122 of these Regulations, the quantity and carbon intensity of each liquid or gaseous low-carbon-intensity fuel that was produced in Canada or imported into Canada and was used to create compliance credits, if

(a) during the compliance period, the primary supplier exported the fuel or sold the fuel for export; or

(b) the primary supplier acquired the fuel in accordance with a transfer request referred to in section 108 of these Regulations and, during the compliance period, the fuel was exported or sold for export by a person who is not a primary supplier nor a registered creator.

8 With respect to each low-carbon-intensity fuel referred to in section 7, the number of compliance credits that should be cancelled and the specific accounts in which they are located.

SCHEDULE 19

(Subsection 128(2))

Contents of Complementary Compliance Report

1 The following information with respect to the primary supplier:

(a) their name, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address;

(b) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of their authorized agent; and

(c) the name, title, civic address, postal address, telephone number and, if any, email address of a contact person, unless the contact person is the authorized agent.

2 If the primary supplier has not satisfied the reduction requirement for a compliance period in respect of gasoline or diesel on the July 31 that follows the expiry of the compliance period, the following information:

(a) the value of the reduction requirement that has not been satisfied in respect of gasoline or diesel, expressed in tonnes of CO₂e; and

(c) le nombre d'unités de conformité prévu à l'alinéa 4c) de la présente annexe que le fournisseur principal doit utiliser pour réduire la partie reportée des exigences de réduction.

7 Sauf si ce renseignement est fourni par le fournisseur principal dans le rapport qu'il transmet au titre des articles 120 ou 122 du présent règlement, la quantité et l'intensité en carbone de chaque combustible à faible intensité en carbone gazeux ou liquide qui est produit ou importé au Canada pour créer des unités de conformité, qui a été utilisé pour créer des unités de conformité, et qui, selon le cas :

a) est exporté ou vendu pour exportation par le fournisseur principal au cours de la période de conformité;

b) est acheté par le fournisseur principal conformément à l'article 108 du présent règlement et pendant la période de conformité, est exporté ou vendu pour exportation par une personne, autre qu'un fournisseur principal ou un créateur enregistré.

8 Pour chaque combustible à faible intensité en carbone visé à l'article 7 de la présente annexe, le nombre d'unités de conformité qui doivent être annulées et les comptes où elles sont inscrites.

ANNEXE 19

(paragraphe 128(2))

Contenu du rapport de conformité complémentaire

1 Les renseignements ci-après sur le fournisseur principal :

a) ses nom, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, adresse électronique d'une personne-ressource, sauf si cette personne est l'agent autorisé.

2 Si le fournisseur principal ne satisfait pas à l'exigence de réduction pour l'essence ou le diesel pour une période de conformité le 31 juillet qui suit l'expiration de la période de conformité, les renseignements suivants :

a) la valeur de l'exigence de réduction qui n'a pas été remplie pour l'essence ou le diesel, exprimée en tonnes métriques de CO₂e;

(b) the value of the volumetric requirement that is determined under, in the case of gasoline, subsection 6(1) of these Regulations or, in the case of diesel, subsection 7(1) of these Regulations and that has not been satisfied, expressed in cubic metres.

3 With respect to each of the specific types of compliance credits that are referred to in subsection 106(3) of these Regulations, the number of those compliance credits that were transferred to the primary supplier through the credit clearance mechanism in accordance with section 112 of these Regulations.

4 The number of compliance credits referred to in section 3 that were created with respect to a gasoline replacement or diesel replacement and, for each compliance credit, the volume of the fuel that is associated with it as well as the carbon intensity and any alphanumeric identifier to it.

5 If the primary supplier made a contribution to a registered emission-reduction funding program in accordance with paragraph 118(1)(b) of these Regulations,

(a) the name of the registered emission-reduction funding program;

(b) the amount of the contribution;

(c) the number of compliance credits created by making the contribution; and

(d) the receipt referred to in subsection 118(2) of these Regulations.

6 If the primary supplier will defer satisfaction of the reduction requirement with respect to gasoline or diesel, for the compliance period in accordance with subsection 16(1) of these Regulations, the value of the reduction requirement that has been deferred and the types of fuel to which the deferral applies.

7 If the primary supplier has, in accordance with subsection 16(1) of these Regulations, deferred satisfaction of their reduction requirements in respect of gasoline or diesel for one of the five compliance periods that immediately precede the compliance period to which the report relates, the following information:

(a) the number of compliance credits that they must use in accordance with subsection 18(1) of these Regulations in order to satisfy the deferred portion of the reduction requirements for each previous compliance period in accordance with subsection 16(3) of these Regulations;

(b) the number of each of the specific types of compliance credits that are referred to in subsection 106(3) of these Regulations that they must use in accordance with subsection 18(1) of these Regulations; and

b) la valeur de l'exigence volumétrique qui n'a pas été remplie, déterminée au titre du paragraphe 6(1) du présent règlement, dans le cas de l'essence, et au titre du paragraphe 7(1) du présent règlement, dans le cas du diesel, exprimée en mètres cubes.

3 Le nombre d'unités de conformité de chacun des types prévus au paragraphe 106(3) du présent règlement qui ont été cédées au fournisseur principal sur le marché de compensation des unités de conformité conformément à l'article 112 du présent règlement.

4 Le nombre d'unités de conformité visées à l'article 3 qui ont été créées pour un substitut de l'essence ou un substitut du diesel et, pour chacune de ces unités, le volume du combustible qui lui est associé, ainsi que l'intensité en carbone du combustible et l'identifiant alphanumérique assigné à celle-ci.

5 Si le fournisseur principal a contribué à un programme enregistré de financement des réductions des émissions conformément à l'alinéa 118(1)b) du présent règlement :

a) le nom du programme;

b) le montant de la contribution;

c) le nombre d'unités de conformité créées par la contribution;

d) le reçu prévu au paragraphe 118(2) du présent règlement.

6 Si le fournisseur principal reportera la satisfaction des exigences de réduction à l'égard de l'essence ou du diesel pour la période de conformité en cause conformément au paragraphe 16(1) du présent règlement, la valeur de l'exigence de réduction qui a été reportée et les types de combustibles visés par le report.

7 Si le fournisseur principal a reporté la satisfaction aux exigences de réduction à l'égard de l'essence ou du diesel pour une des cinq périodes de conformité qui précèdent immédiatement celle visée par le rapport conformément au paragraphe 16(1) du présent règlement, les renseignements suivants :

a) le nombre d'unités de conformité que le fournisseur principal doit utiliser conformément au paragraphe 18(1) du présent règlement pour satisfaire à la partie reportée des exigences de réduction pour chaque période de conformité précédente conformément au paragraphe 16(3) du présent règlement;

b) le nombre d'unités de conformité de chacun des types prévus au paragraphe 106(3) du présent règlement que le fournisseur principal doit utiliser conformément au paragraphe 18(1) du présent règlement;

(c) the number of compliance credits referred to in paragraph 5(c) that they must use in order to reduce the deferred portion of the reduction requirements.

SCHEDULE 20

(Section 133)

Contents of Verification Report

1 The verification statement, which consists of the following information:

(a) with respect to the application or report that is being verified,

(i) the name of the application or report,

(ii) the date on which the application is made and the date of the compliance period related to the report,

(iii) a summary of the application or report,

(iv) the name of the person who is making the application or submitting the report, as well as the name of any facility referred to in the application or report, and

(v) the name of any individual who is responsible for the preparation or submission of the application or report;

(b) with respect to the activities conducted as part of a verification,

(i) the verification body's declarations of its responsibilities and the basis of its opinion,

(ii) a description of the materiality thresholds used by the verification body,

(iii) the verification body's declaration that the verification team and the independent reviewer, as well as any verifiers to whom verification activities have been outsourced, are all independent of the person who is making the application or submitting the report and independent of any employees of the federal public administration who administer or implement these Regulations or carry out any related activities,

(iv) the verification body's declaration that it has performed the verification of the application or report in accordance with ISO Standard 14064-3:2019 and an indication of which requirements of these Regulations were verified using Canadian auditing standards or ISO Standard 14044, as the case may be,

c) le nombre d'unités de conformité prévu à l'alinéa 5c) que le fournisseur principal doit utiliser pour réduire la partie reportée des exigences de réduction.

ANNEXE 20

(article 133)

Contenu du rapport de vérification

1 L'énoncé de vérification qui comporte les renseignements suivants :

a) concernant la demande ou le rapport faisant l'objet de la vérification :

(i) le nom de la demande ou du rapport,

(ii) la date de la demande et la période de conformité visée par le rapport,

(iii) un résumé de la demande ou du rapport,

(iv) le nom de la personne qui présente la demande ou qui transmet le rapport, et celui de toute installation visée par la demande ou le rapport,

(v) le nom de tout individu responsable de la préparation ou de la transmission de la demande ou du rapport;

b) concernant les activités de vérification :

(i) les déclarations de l'organisme de vérification sur ses responsabilités et le fondement de son avis,

(ii) la description des seuils d'importance significative utilisés par l'organisme de vérification,

(iii) la déclaration de l'organisme de vérification portant que l'équipe de vérification, l'examineur indépendant et tous les vérificateurs auxquels des activités de vérification ont été externalisées sont indépendants de la personne qui présente la demande ou qui transmet le rapport et des employés de l'administration publique fédérale qui appliquent ou mettent en œuvre le présent règlement ou qui mènent toute activité en lien avec celui-ci,

(iv) la déclaration de l'organisme de vérification portant qu'il a effectué la vérification de la demande ou du rapport conformément à la norme ISO 14064-3:2019 et une mention indiquant les exigences du présent règlement ayant été vérifiées conformément aux normes canadiennes d'audit ou à la norme ISO 14044, le cas échéant,

(v) la description des activités menées dans le cadre de la vérification, notamment les lieux où les visites

(v) a description of the activities conducted as part of the verification, including any sites where the site visits referred to in section 152 of these Regulations were carried out, the National Pollutant Release Inventory identification number, if any, assigned to the site for the purposes of section 48 of the Act, and, in the case of production facilities, the date of the most recent site visit to that facility,

(vi) for each member of the verification team, their name, the position held by the member at the time of the verification activities and a statement specifying whether the member is an employee of the verification body or a person to whom any verification activities have been subcontracted or outsourced by the verification body, and

(vii) the name of the person who acted as the independent reviewer for the verification in accordance with section 139 of these Regulations, and

(viii) with respect to any outsourced verification work, the scope of the verification, including any gaps in the lifecycle and the percentage of the verification that is outsourced;

(c) with respect to the result of the verification of the application or report,

(i) the opinion of the verification body referred to in paragraph 154(a), (b) or (c) of these Regulations or the disclaimer referred to in paragraph 154(d) of these Regulations, including the level of assurance applied and the criteria used, and

(ii) in the case where the verification has resulted in the qualified opinion referred to in paragraph 154(b) of these Regulations, a description of the qualifications and limitations and their possible effects on the application or report;

(d) the address of the office of the Department of the Environment to which the verification report is sent, as well as the name and title of the recipient; and

(e) the signature and location of the verification body as well as the date of the opinion or disclaimer, as the case may be.

2 Any other information that is, in the opinion of the verification body, relevant to the verification.

de site visées à l'article 152 du présent règlement ont été effectuées, le numéro d'identification pour l'Inventaire national des rejets de polluants attribué, le cas échéant, pour l'application de l'article 48 de la Loi aux lieux visités et, dans le cas des installations de production, la date de la dernière visite de site à l'installation,

(vi) pour chaque membre de l'équipe de vérification, le nom, la fonction occupée pendant les activités de vérification et une mention précisant s'il s'agit d'un employé de l'organisme de vérification, d'un sous-traitant ou d'une personne à qui des activités de vérification ont été externalisées,

(vii) le nom de la personne ayant agi comme examinateur indépendant dans le cadre de la vérification, conformément à l'article 139 du présent règlement,

(viii) pour chaque vérification externalisée, la portée de la vérification, notamment les éventuelles lacunes dans le cycle de vie et le pourcentage de la vérification qui est externalisé;

c) concernant la conclusion de la vérification de la demande ou du rapport :

(i) l'avis rendu par l'organisme de vérification — y compris le niveau d'assurance appliqué et les critères utilisés — conformément aux alinéas 154a), b) ou c) du présent règlement ou la décision selon laquelle il est impossible de rendre un avis prise par l'organisme de vérification conformément à l'alinéa 154d) du présent règlement, selon le cas,

(ii) dans le cas où la vérification a pour résultat un avis avec réserve conformément à l'alinéa 154b) du présent règlement, la description des réserves et des limites, ainsi que de leurs effets possibles sur la demande ou le rapport;

d) l'adresse des bureaux du ministère de l'Environnement à laquelle le rapport de vérification est transmis, ainsi que les nom et titre du destinataire;

e) la signature et l'emplacement de l'organisme de vérification, ainsi que la date de l'avis ou de la décision selon laquelle il est impossible de rendre un avis, selon le cas.

2 Tout autre renseignement que l'organisme de vérification estime pertinent pour la vérification.

SCHEDULE 21

(Subsection 136(2))

Contents of Monitoring Plan

- 1** A list of other systems of tradeable units in which the participant participates and other third-party audit programs with which they comply.
- 2** A description of the operations to be verified, including a description of
 - (a)** the activities and processes of the operations;
 - (b)** the geographical boundaries within which the operations occur; and
 - (c)** the technologies, facilities and infrastructure that are used to perform the operations.
- 3** A simplified block diagram of the operations to be verified, including
 - (a)** the feedstock and the fuel, thermal energy or electricity sources that are used in the operations;
 - (b)** the intermediate products and final products that the operations produce;
 - (c)** the mechanical equipment that is used to perform the operations;
 - (d)** the process control instrumentation, including sensors and measurement devices, that are used to monitor the operations;
 - (e)** the sampling locations that are used to monitor the operations; and
 - (f)** a designation for each element of the block diagram.
- 4** A description of each source of the data to which the application or report relates that includes, if applicable to the source,
 - (a)** its accuracy;
 - (b)** its sampling characteristics; and
 - (c)** the frequency with which data is collected.

ANNEXE 21

(paragraphe 136(2))

Contenu du plan de surveillance

- 1** La liste des autres mécanismes d'échange d'unités auxquels le participant participe et la liste des autres programmes d'audit par un tiers auxquels il se conforme.
- 2** La description des opérations à vérifier, notamment la description de ce qui suit :
 - a)** les activités et les processus en cause;
 - b)** les limites géographiques à l'intérieur desquelles les opérations sont menées;
 - c)** les technologies, les installations et les infrastructures utilisées pour mener les opérations.
- 3** Le schéma fonctionnel simplifié des opérations qui contient les éléments suivants :
 - a)** les charges d'alimentation et les combustibles ou les sources d'énergie thermique ou d'électricité utilisées pendant les opérations;
 - b)** les produits intermédiaires et finaux que les opérations produisent;
 - c)** l'équipement mécanique utilisé pour mener les opérations;
 - d)** les instruments de contrôle des processus utilisés pour contrôler les opérations, notamment les capteurs et les dispositifs de mesure;
 - e)** les emplacements d'échantillonnage utilisés afin de surveiller les opérations;
 - f)** la désignation de chaque élément du schéma fonctionnel.
- 4** La description de chaque source des données sur lesquelles la demande ou le rapport à vérifier est fondé, notamment, le cas échéant :
 - a)** son exactitude;
 - b)** ses caractéristiques d'échantillonnage;
 - c)** la fréquence des collectes de données.

5 A description of the data management system that is used to manage the data to which the application or report relates, including

(a) the policies and procedures that ensure data quality, including those that relate to

(i) data collection and measurement,

(ii) the emission-reduction quantification methods that were used,

(iii) reporting,

(iv) maintenance, inspection and repair of continuous monitoring systems, flow meters, laboratory equipment and other instrumentation used to collect the data, including procedures for deferring their maintenance and inspection,

(v) contingency plans in the event of a failure of a measurement device or a component of a continuous monitoring system,

(vi) the keeping of records, including the logbook of measurement device and laboratory equipment repair, calibration and replacement,

(vii) the training of key personnel responsible for the data management;

(viii) the frequency of sampling,

(ix) the laboratory procedures and methods of analysis, and

(x) the quality control program that is used by the laboratories;

(b) the roles and responsibilities of personnel with respect to the data management system;

(c) its design, including the information technology infrastructure and applications used to manage the data;

(d) its data management controls, including their location, purpose, frequency and type;

(e) the procedures with respect to missing data;

(f) the procedures with respect to non-representative data such as data generated during plant shutdowns or emergencies;

(g) the subcontractors or the software that are used to manage the data;

(h) the security methods that are used to ensure data integrity; and

5 La description du système de gestion des données utilisé pour gérer les données sur lesquelles la demande ou le rapport à vérifier est fondé, notamment :

a) les procédures et les politiques qui assurent la qualité des données, notamment en ce qui concerne :

(i) la collecte et la mesure des données,

(ii) les méthodes de quantification des réductions des émissions utilisées,

(iii) la transmission de rapports,

(iv) l'entretien, l'inspection et la réparation des systèmes de surveillance en continu, des débitmètres, des instruments de laboratoire et des autres instruments utilisés pour recueillir les renseignements, y compris les procédures de report de leur entretien et de leur inspection,

(v) les dispositifs d'urgence à activer en cas de défaillance d'un instrument de mesure ou d'une composante d'un système de surveillance en continu,

(vi) la tenue des registres, notamment celle du journal des réparations, des étalonnages et des remplacements des instruments de mesure et de laboratoire,

(vii) la formation du personnel clé responsable de la gestion des données,

(viii) la fréquence d'échantillonnage,

(ix) les procédures de laboratoire et les méthodes d'analyse,

(x) le programme de contrôle de la qualité que les laboratoires utilisent;

b) les rôles et les responsabilités du personnel à l'égard du système de gestion des données;

c) la conception, notamment de l'infrastructure et des applications des technologies de l'information utilisées pour gérer les données;

d) les contrôles du système de gestion des données, notamment l'emplacement, le but, la fréquence et le type de contrôle;

e) les procédures relatives aux données manquantes;

f) les procédures relatives aux données qui ne sont pas représentatives, notamment les données obtenues lors d'arrêt d'une installation ou de situation d'urgence;

g) les sous-traitants ou les logiciels utilisés pour gérer les données;

(i) data back-up procedures.

6 The following information with respect to each measurement device that is used to measure data to which the application or report relates:

- (a) its description;
- (b) its make, model and serial number;
- (c) its location, installation method and approximate date of installation;
- (d) its measurement characteristics, including the units of measure, accuracy and lower detection limits;
- (e) its maintenance, including the calibration method and calibration frequency;
- (f) any postponements in calibration and any supporting documents; and
- (g) the frequency with which it provides measurements.

7 Information with respect to the calculations and use of data to which the application or report relates, including

- (a) the equations used to
 - (i) calculate flows in mass, volume or energy units of measurement,
 - (ii) convert units,
 - (iii) estimate non-measured parameters,
 - (iv) aggregate data, and
 - (v) estimate, interpolate or extrapolate data;
- (b) any software used to transform the data; and
- (c) any statistical methods or techniques applied to transform the data.

8 If the verification is in respect of an application made under section 80 of these Regulations or a report submitted under section 123 of these Regulations, the following information:

- (a) an explanation of the processes and methods followed to collect the data used in the application or report, including any supporting documents;

(h) les méthodes de sécurité utilisées pour assurer l'intégrité des données;

(i) les procédures de sauvegarde des données.

6 Les renseignements ci-après relativement à chaque instrument de mesure utilisé pour mesurer les données sur lesquelles la demande ou le rapport à vérifier est fondé :

- a) sa description;
- b) sa marque, son modèle et son numéro de série;
- c) son emplacement, la méthode d'installation utilisée et la date approximative de son installation;
- d) ses caractéristiques de mesurage, notamment les unités de mesure, l'exactitude et les limites de détection inférieures;
- e) son entretien, notamment la méthode et la fréquence des étalonnages;
- f) tout report de son étalonnage et tout document en lien avec le report;
- g) sa fréquence de prise de mesures.

7 Les renseignements sur les calculs et l'utilisation des données sur lesquels la demande ou le rapport à vérifier est fondé, notamment :

- a) les équations utilisées aux fins suivantes :
 - (i) le calcul des flux en unités de mesure de masse, de volume ou d'énergie,
 - (ii) la conversion des unités,
 - (iii) l'estimation des paramètres non mesurés,
 - (iv) le regroupement des données,
 - (v) l'estimation, l'interpolation ou l'extrapolation des données;
- b) les logiciels utilisés pour traiter les données;
- c) les méthodes statistiques ou techniques appliquées afin de transformer les données, le cas échéant.

8 Dans le cas où la vérification vise la demande faite au titre de l'article 80 du présent règlement ou le rapport prévu à l'article 123 du présent règlement :

- a) l'explication des processus et des méthodes suivis pour la collecte des données figurant dans la demande ou dans le rapport, ainsi que tout document à l'appui;
- b) la description des mesures prises et des calculs effectués pour regrouper les données;

(b) a description of the steps taken, and calculations made, to aggregate the data;

(c) the methodology used to assign volumes, in respect of a fuel, source of electricity or feedstock, for each carbon intensity value; and

(d) the methodology used to monitor and calculate the weighted average of the transportation distance, in respect of a fuel, source of electricity or feedstock, for each transport mode, including any supporting documents.

9 An explanation of the process and methodology that was used to calculate the maximum quantity of a low-carbon-intensity fuel in accordance with subsection 45(1), including any supporting documents and data.

10 If the verification is in respect of a credit-creation report submitted under section 120 of these Regulations, a credit-adjustment report submitted under section 122 of these Regulations or a compliance report submitted under section 127 of these Regulations, a reference to the documents that relate to the quantity of any fuel or energy source that was produced and the sale, purchase or transport of any fuel or energy source.

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(This statement is not part of the Regulations.)

Executive summary

Issues: Greenhouse gases (GHGs) are primary contributors to climate change. The largest sources of GHG emissions in Canada are from the extraction, processing and combustion of fossil fuels. In order to meet Canada's current GHG emission reduction target under the Paris Agreement, and achieve the goal of net-zero emissions by 2050, a number of GHG emission reduction measures have been implemented. While these actions are bringing Canada closer to meeting its climate goals, further action is required.

Description: The Clean Fuel Regulations (the Regulations) will require gasoline and diesel primary suppliers (i.e. producers and importers) to reduce the carbon intensity (CI) of the gasoline and diesel they produce in, and import into, Canada from 2016 CI levels by 3.5 grams of carbon dioxide equivalent per megajoule (gCO₂e/MJ) in 2023, increasing to 14 gCO₂e/MJ in 2030. The Regulations will also establish a credit market whereby the annual CI reduction requirement could

(c) la méthode suivie pour l'attribution des volumes de combustible, de source d'électricité ou d'apport matériel à chaque valeur d'intensité en carbone;

(d) la méthode suivie pour la surveillance et le calcul de la distance moyenne pondérée de chaque moyen de transport du combustible, de la source d'électricité ou de l'apport matériel, ainsi que tout document à l'appui.

9 Une explication du processus et de la méthode utilisés pour calculer la quantité maximale du combustible à faible intensité en carbone visé au paragraphe 45(1) du présent règlement, accompagnée des documents et des données à l'appui.

10 Dans le cas où la vérification vise le rapport sur la création d'unités de conformité transmis au titre de l'article 120 du présent règlement, le rapport d'ajustement des unités de conformité transmis au titre de l'article 122 du présent règlement ou le rapport de conformité transmis au titre de l'article 127 du présent règlement, la mention des documents relatifs à la quantité de tout combustible ou source d'énergie produits et à la vente, à l'achat ou au transport de tout combustible ou source d'énergie.

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

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

Résumé

Enjeux : Les gaz à effet de serre (GES) sont les principaux responsables des changements climatiques. Les plus grandes sources d'émissions de GES au Canada proviennent de l'extraction, du traitement et de la combustion des combustibles fossiles. Afin d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES du Canada en vertu de l'Accord de Paris, et atteindre la cible de zéro émission nette d'ici 2050, un certain nombre de mesures de réductions d'émissions de GES ont été mises en œuvre. Bien que ces mesures rapprochent le Canada de la réalisation de ses objectifs climatiques, d'autres mesures sont nécessaires.

Description : Le Règlement sur les combustibles propres (le règlement) exige que les fournisseurs principaux d'essence et de diesel (soit, les producteurs et les importateurs) réduisent l'intensité en carbone (IC) de l'essence et du diesel qu'ils produisent et importent au Canada de 3,5 grammes d'équivalent de dioxyde de carbone par mégajoule (g éq. CO₂/MJ) en 2023, par rapport aux niveaux d'IC de 2016, et que cette réduction atteigne 14 g éq. CO₂/MJ en 2030. Le règlement établit

be met via three main categories of credit-creating actions: (1) actions that reduce the CI of the fossil fuel throughout its lifecycle, (2) supplying low-carbon fuels, and (3) supplying fuel and energy in advanced vehicle technologies. Parties that are not fossil fuel primary suppliers would be able to participate in the credit market as voluntary credit creators by completing certain actions (e.g. low-carbon fuel producers and importers). In addition, the Regulations repeal the *Renewable Fuels Regulations* (RFR) but retain the minimum volumetric requirements (at least 5% low CI fuel content in gasoline and 2% low CI fuel content in diesel fuel and light fuel oil) currently set out in the RFR.

Regulatory development: The annual CI reduction requirements have been informed by extensive consultation with industry stakeholders and associations (including the oil and gas sector, low-carbon energy sectors, and industry sectors that use liquid fuels), environmental non-governmental organizations (ENGOs), representatives from provincial and territorial governments, associations representing Indigenous Peoples, administrators of similar regulations in other jurisdictions, and academics. ENGOs and stakeholders in the low carbon energy sectors support the Regulations while some provincial governments and some stakeholders in the oil and gas sector have raised concerns about the costs of compliance. Since the Regulations were first introduced in a discussion paper in February 2017, the Department has made a number of changes to the design of the Regulations in response to stakeholder feedback.

The Regulations are intended to be a flexible, performance-based policy tool that reduces the CI of liquid fossil fuels supplied in Canada. Therefore, the Regulations incorporate, but also improve upon the federal RFR. The Regulations will also be complementary to carbon pricing as they would provide an additional incentive to reduce GHG emissions by reducing the CI of liquid fuels, which are primarily used in the transportation sector, a major source of GHG emissions in Canada.

Cost-benefit statement: Between 2022 and 2040, the cumulative GHG emission reductions attributable to the Regulations are estimated to range from 151 to 267 megatonnes of carbon dioxide equivalent (Mt CO₂e), with a central estimate of approximately

également un marché d'unités de conformité dans le cadre duquel l'exigence annuelle de réduction de l'IC serait respectée au moyen de trois catégories principales de mesures créatrices d'unités de conformité : (1) mesures qui réduisent l'IC du combustible fossile le long de son cycle de vie, (2) fourniture de combustibles à faible IC, (3) fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe. Des parties autres que les fournisseurs principaux de combustible fossile pourraient participer au marché d'unités de conformité à titre de créateurs volontaires d'unités en réalisant certaines mesures (par exemple les producteurs et importateurs de combustibles à faible IC). De plus, le règlement conserve les exigences volumétriques minimales qui sont actuellement énoncées dans le *Règlement sur les carburants renouvelables* (RCR) fédéral (soit une teneur minimale de 5 % de combustible à faible IC dans l'essence et de 2 % dans le carburant diesel et le mazout léger). Le RCR sera abrogé.

Élaboration de la réglementation : Les exigences annuelles de réduction de l'IC sont le fruit de vastes consultations auprès des intervenants et des associations de l'industrie (dont le secteur gazier et pétrolier, les secteurs de l'énergie à faible IC et les secteurs industriels qui utilisent des combustibles liquides), des organisations non gouvernementales environnementales (ONGE), des représentants des gouvernements provinciaux et territoriaux, des associations représentant les peuples autochtones, des administrateurs de règlements similaires dans d'autres juridictions et des universitaires. Les ONGE et les intervenants des secteurs de l'énergie à faible IC appuient le règlement, tandis que certains gouvernements provinciaux et certains intervenants du secteur gazier et pétrolier ont soulevé des préoccupations au sujet du coût lié à la conformité. Depuis que le règlement a été présenté pour la première fois dans un document de travail au mois de février 2017, le Ministère a apporté plusieurs modifications à la conception du règlement en réponse aux commentaires des intervenants.

Le règlement se veut un outil stratégique souple, fondé sur le rendement, qui réduit l'IC des combustibles fossiles liquides fournis au Canada. À ce titre, il fait plus qu'intégrer le RCR fédéral; il l'améliore. Il sera également complémentaire à la tarification de la pollution par le carbone, car il fournirait une mesure incitative supplémentaire pour réduire les émissions de GES en réduisant l'IC des combustibles liquides, qui sont principalement utilisés dans le secteur des transports, une source majeure des émissions de GES au Canada.

Énoncé des coûts et des avantages : Entre 2022 et 2040, les réductions cumulatives d'émissions de GES attribuables au règlement sont estimées être de 151 à 267 mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (Mt éq. CO₂), l'estimation centrale étant d'environ

204 Mt CO₂e. To achieve these GHG emission reductions, the modelling conducted for this analysis estimates that the Regulations could result in societal costs that range from \$22.6 to \$46.0 billion, with a central estimate of \$30.7 billion. Therefore, the GHG emission reductions would be achieved at an estimated societal cost per tonne between \$111 and \$186, with a central estimate of \$151. To evaluate the results, a break-even analysis was conducted that compares the societal cost per tonne of the Regulations to the Departmental value of the social cost of carbon (SCC) published in 2016, and to more recently published estimates of the SCC value found in the academic literature. Given that there is a range of publicly available updated estimates of the SCC that well exceed the estimated societal cost per tonne of the Regulations, the Department concludes that it is plausible that the monetized benefits of the Regulations will exceed its costs.

The Regulations will increase production costs for primary suppliers, which would increase prices for liquid fuel consumers (i.e. households and industry users). In addition, credit revenues would decrease the costs of production for low-carbon energy suppliers, which would make low carbon energy sources (e.g. biofuel and electricity) relatively less expensive in comparison. These price effects would lead to decreased end-use demand for fossil fuels and increased end-use demand for lower carbon energy sources, thereby reducing national GHG emissions. To evaluate the direct impact of the Regulations, as well as the effect of relative price changes on Canadian economic activity and GHG emissions, a macroeconomic analysis was completed. When these effects are taken into account, it is estimated that the Regulations will result in an overall GDP decrease of up to \$9.0 billion (or up to 0.3% of total GDP) while reducing up to 26.6 Mt of GHG emissions in 2030, using an upper bound scenario where all credits are sold at the marginal cost per credit.

The Regulations will work in combination with other federal, provincial, and territorial climate change policies to create an incentive for firms to invest in innovative technologies and fuels by setting long-term, predictable and stringent targets. The broad range of compliance strategies allowed under the Regulations will also allow fossil fuel suppliers the flexibility to choose the lowest-cost compliance actions available. If the Regulations induce more long-term innovation and economies of scale than projected in the estimates presented in this analysis, then the Regulations could

204 Mt éq. CO₂. Pour réaliser ces réductions, la modélisation réalisée pour cette analyse estime que le règlement pourrait entraîner un coût pour la société compris entre 22,6 et 46,0 milliards de dollars, l'estimation centrale étant de 30,7 milliards de dollars. Par conséquent, les réductions d'émissions de GES seraient réalisées à un coût par tonne pour la société compris entre 111 \$ et 186 \$, l'estimation centrale étant de 151 \$. Pour évaluer les résultats, une analyse du seuil de rentabilité a été effectuée; on y compare le coût par tonne du règlement pour la société à la valeur ministérielle du coût social du carbone (CSC) publié en 2016, et à des estimations de la valeur du CSC publiées plus récemment dans les articles universitaires. Étant donné qu'il existe une gamme d'estimations récentes du CSC accessibles au public, et que ces estimations sont largement plus élevées que l'estimation du coût par tonne du règlement pour la société, le Ministère en conclut qu'il est plausible que les avantages monétaires du règlement excèdent son coût.

Le règlement fera augmenter les coûts de production des fournisseurs principaux, ce qui ferait augmenter le prix pour les consommateurs de combustibles liquides (c'est-à-dire les ménages et l'industrie). De plus, les revenus générés par la création d'unités de conformité feraient diminuer les coûts de production des fournisseurs d'énergie à faible IC, ce qui rendrait les sources d'énergie à faible IC (comme les biocarburants et l'électricité) relativement moins coûteuses, en comparaison. Ces effets de prix entraîneraient une réduction de la demande de combustibles fossiles et une augmentation de la demande de sources d'énergie à plus faible IC, et réduiraient ainsi les émissions de GES au niveau national. Une analyse macro-économique a été effectuée pour évaluer l'impact direct du règlement ainsi que l'effet de la variation des prix relatifs sur l'activité économique canadienne et les émissions de GES. Lorsqu'on tient compte de ces effets, il est estimé que le règlement entraînera une baisse du PIB du Canada d'au plus 9,0 milliards de dollars (ou d'au plus 0,3 % du PIB du Canada) de même qu'une réduction d'au plus 26,6 Mt d'émissions de GES en 2030, en utilisant un scénario de limite supérieure où toutes les unités de conformité sont vendues au coût marginal par unité.

Le règlement fonctionnera en conjonction avec d'autres politiques fédérales, provinciales et territoriales sur les changements climatiques pour créer un incitatif aux entreprises à investir dans des technologies et des combustibles novateurs en établissant des cibles de réduction à long terme, strictes et prévisibles. Le large éventail de stratégies de conformité autorisées en vertu du règlement donnera également aux fournisseurs de combustibles fossiles la flexibilité de choisir les mesures de conformité les moins coûteuses disponibles. Si le règlement entraîne plus d'innovation à long terme et

result in lower costs and greater benefits, particularly over a longer time frame.

One-for-one rule: The Regulations will result in annualized net administrative cost increases of about \$228,000 for fossil fuel producers and importers. Net annualized administrative costs for renewable fuel producers and importers are estimated at \$846,000. Net annualized administrative costs for all other voluntary credit creators are \$459,000. Overall, the total net annualized administrative cost increases are estimated at \$1.5 million for all stakeholders. The Regulations will be considered an “IN” under the Government of Canada’s one-for-one rule.

Small business lens: The small business lens does not apply to the Regulations as no participants are considered small businesses.

d’économies d’échelle que ce qui est prévu dans les estimations présentées dans cette analyse, le règlement pourrait entraîner des réductions plus importantes et une baisse des coûts, en particulier sur une période plus longue.

Règle du « un pour un » : Le règlement entraînera une augmentation nette de la valeur actualisée des coûts administratifs d’environ 228 000 \$ pour les producteurs et les importateurs de combustible fossile. La valeur actualisée des coûts nets administratifs pour les producteurs et les importateurs de combustibles renouvelables est estimée à 846 000 \$. La valeur actualisée des coûts nets administratifs pour tous les autres créateurs volontaires d’unités de conformité est estimée à 459 000 \$. Dans l’ensemble, l’augmentation nette des coûts totaux administratifs est estimée à 1,5 million de dollars pour tous les intervenants. Le règlement sera considéré comme un « AJOUT » selon la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada.

Lentille des petites entreprises : La lentille des petites entreprises ne s’applique pas au règlement, puisqu’aucun des participants n’est considéré faire partie de la catégorie des petites entreprises.

Issues

Greenhouse gases (GHGs) are primary contributors to climate change. The largest sources of GHG emissions in Canada are from the extraction, processing and combustion of fossil fuels. GHG emissions from the oil and gas and transportation sectors account for 26% and 25% of total GHG emissions in Canada, respectively.¹ In order to reach Canada’s current GHG emission reduction target to reduce emissions by 40-45% below 2005 levels by 2030 under the Paris Agreement, and achieve the goal of net-zero emissions by 2050, a number of GHG emission reduction measures have already been implemented.² However, further action is required to meet Canada’s GHG emission reduction targets. In particular, without additional action, it is expected that emissions from Canada’s transportation and oil and gas sectors would continue to increase year-over-year.

Background

Global warming is projected to lead to changes in average climate conditions and extreme weather events. The

¹ Environment and Climate Change Canada (ECCC), *Canada’s 2020 National Inventory Report*.

² Environment and Climate Change Canada (ECCC), *Canada’s Fourth Biennial Report on Climate Change (PDF)*.

Enjeux

Les gaz à effet de serre (GES) sont les principaux responsables des changements climatiques. Les plus grandes sources d’émissions de GES au Canada proviennent de l’extraction, du traitement et de la combustion de combustibles fossiles. Les émissions de GES provenant du secteur pétrolier et gazier et du secteur du transport sont responsables respectivement de 26 % et 25 % des émissions de GES totales au Canada¹. Afin d’atteindre la cible actuelle d’émissions GES du Canada en vertu de l’Accord de Paris qui est de réduire les émissions de GES de 40-45 % sous les niveaux de 2005 d’ici 2030 et pour atteindre la cible de zéro émission nette d’ici 2050, plusieurs mesures de réduction d’émissions de GES ont déjà été mises en œuvre². Cependant, il est nécessaire de prendre encore d’autres mesures pour réussir à atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES du Canada. Tout particulièrement, sans mesure supplémentaire, les émissions provenant du secteur pétrolier et gazier et du secteur du transport au Canada continueront d’augmenter d’une année à l’autre.

Contexte

Selon les prévisions, le réchauffement planétaire entraînera des changements dans les conditions climatiques

¹ Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), *Rapport d’inventaire national du Canada du 2020*.

² Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), *Quatrième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques (PDF)*.

impacts of climate change are expected to worsen as the global average surface temperature becomes warmer. Climate change impacts are of major concern for society: changes in temperature and precipitation can impact natural habitats, agriculture and food supplies, and rising sea levels can threaten coastal communities.³

The Government of Canada has committed to taking action on climate change. At the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) conference in December 2015, the international community, including Canada, adopted the Paris Agreement, an accord intended to reduce global GHG emissions to limit the rise in global average temperature to less than 2°C above pre-industrial levels and to aim to limit the temperature increase to 1.5°C. As part of its Intended Nationally Determined Contribution (INDC) commitment under the Paris Agreement, Canada pledged to reduce national GHG emissions by 40-45% below 2005 levels by 2030.⁴

On December 9, 2016, the Prime Minister, along with most first ministers of Canada, agreed to the Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change (PCF). The PCF was developed to establish a path forward to meet Canada's commitments under the Paris Agreement.⁵ On November 25, 2016, as part of the PCF, the Government of Canada announced its plan to develop a Clean Fuel Standard (CFS) to reduce Canada's GHGs by 30 Mt annually by 2030 on a lifecycle basis for fuels used in Canada.⁶ Since announcing the policy in late 2016, the Department of the Environment (the Department) has engaged broadly with stakeholders on the design of the CFS and a number of formal consultation documents were released, including

- a discussion paper published in February 2017, which laid out different approaches from different jurisdictions, and posed technical questions related to the potential applicability of various elements;
- a Regulatory Design Paper published in December 2018, which outlined the main design elements and approach of the CFS for liquids;
- the Cost-Benefit Analysis (CBA) Framework published

moyennes et les événements météorologiques extrêmes. On s'attend à ce que les répercussions des changements climatiques empirent à mesure que la température moyenne à la surface de la planète augmentera. Les effets des changements climatiques sont une préoccupation majeure pour la société : les changements de températures et de précipitations peuvent affecter les habitats naturels, l'approvisionnement agricole et alimentaire, et la hausse du niveau de la mer peut menacer les collectivités côtières³.

Le gouvernement du Canada s'est engagé à agir à l'égard des changements climatiques. À la conférence de la Convention-cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) de décembre 2015, la communauté internationale, y compris le Canada, a adopté l'Accord de Paris, un accord visant à réduire les émissions mondiales de GES dans le but de limiter la hausse de la température moyenne mondiale à moins de 2 °C au-dessus des niveaux préindustriels et de cibler une limite de la hausse de température de 1,5 °C. Dans le cadre de son engagement de contributions déterminées au niveau national en vertu de l'Accord de Paris, le Canada a promis de réduire les émissions nationales de GES de 40-45 % par rapport aux niveaux de 2005, d'ici 2030⁴.

Le 9 décembre 2016, le premier ministre ainsi que la plupart des premiers ministres au Canada ont adopté le Cadre pancanadien (CPC) sur la croissance propre et les changements climatiques. Le CPC a été élaboré pour établir la voie à suivre pour respecter les engagements du Canada en vertu de l'Accord de Paris⁵. Le 25 novembre 2016, dans le cadre du CPC, le gouvernement du Canada a annoncé son plan de développer une Norme sur les combustibles propres (NCP) afin de réduire les GES du Canada de 30 Mt annuellement d'ici 2030 sur la base du cycle de vie des combustibles utilisés au Canada⁶. Depuis l'annonce de la politique à la fin de 2016, Environnement et Changement climatique Canada (le Ministère) a largement consulté les intervenants sur la conception de la NCP et un certain nombre de documents de consultation officiels ont été publiés, notamment :

- le document de travail sur la Norme sur les combustibles propres a été publié en février 2017, qui présentait les différentes approches de diverses juridictions et posait des questions techniques liées à l'applicabilité potentielle de divers éléments;
- le document de conception réglementaire de la Norme sur les combustibles propres a été publié en

³ Environment and Climate Change Canada (ECCC), [Facts on Climate Change](#).

⁴ More information is available in [Canada's INDC Submission to the UNFCCC \(2015\) \[PDF\]](#).

⁵ [Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change](#).

⁶ These documents are available on the page: [Government of Canada announcement regarding the development of a clean fuel standard](#)

³ Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) [Faits sur les changements climatiques](#).

⁴ De plus amples renseignements sont disponibles dans la [Présentation de la CPDN du Canada devant la CCNUCC \(2015\) \[PDF\]](#).

⁵ [Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques](#).

⁶ De plus amples renseignements sont disponibles à la page : [annonce du gouvernement du Canada concernant le développement d'une norme sur les combustibles propres](#).

in February 2019, which outlined the methodology for the CBA; and

- a Proposed Regulatory Approach published in June 2019, which updated and expanded on the December 2018 Regulatory Design Paper;⁷
- presentations delivered to interested parties and published in June 2020, which provided an update on the design of the upcoming proposed Regulations; and
- proposed Clean Fuel Regulations (proposed Regulations), published in the *Canada Gazette*, Part I, on December 19, 2020.⁸

Also in December 2020, A Healthy Environment and a Healthy Economy, Canada's Strengthened Climate Plan (the Strengthened Climate Plan)⁹ was published. The plan builds on the efforts that are underway through the PCF. In the context of additional measures proposed in the Strengthened Climate Plan, the scope of the Clean Fuel Regulations (the Regulations) was narrowed to cover only liquid fossil fuels, like gasoline, diesel and oil, which are mainly used in the transportation sector. This is a progression in the design of the Regulations from its initial discussion in 2016, when it was proposed that the new measure would cover liquid, gaseous and solid fuels.

In June of 2021, an update to the Strengthened Climate Plan was published. This document provided an overview of climate actions taken in Canada, with a focus on measures since December 2020. The scope of the Regulations was further refined at this time to eliminate the obligation on heavy fuel oil, light fuel oil and kerosene, and to allow primary suppliers to subtract fuel sold or delivered for space heating from their pool of obligated fuel volumes.

décembre 2018, qui décrivait les principaux éléments de conception et l'approche de la NCP pour la classe des combustibles liquides;

- le cadre d'analyse coûts-avantage (ACA) a été publié en février 2019, qui décrivait la méthode utilisée pour effectuer l'ACA;
- l'approche réglementaire proposée a été publiée en juin 2019, qui mettait à jour le document de conception réglementaire de la Norme sur les combustibles propres de décembre 2018 et fournissait une description plus détaillée des exigences⁷;
- des présentations aux parties intéressées en juin 2020 qui ont également été publiées et qui fournissaient une mise à jour sur la conception du projet de règlement à venir;
- le projet de Règlement sur les combustibles propres (projet de règlement), publié dans la Partie I de la Gazette du Canada, le 19 décembre 2020⁸.

Également en décembre 2020, le gouvernement du Canada a publié un document intitulé *Un environnement sain et une économie saine – Le plan climatique renforcé du Canada pour créer des emplois et soutenir la population, les communautés et la planète* (le plan climatique renforcé)⁹. Ce plan s'appuie sur les efforts actuellement déployés dans le cadre du CPC. Dans le contexte des mesures supplémentaires proposées dans le plan climatique renforcé, la portée du *Règlement sur les combustibles propres* (le règlement) a été réduite pour s'appliquer uniquement aux combustibles fossiles liquides comme l'essence, le diesel et le mazout, qui sont principalement utilisés dans le secteur des transports. C'est une avancée dans la conception du règlement par rapport à la discussion initiale de 2016, car on proposait alors que la nouvelle mesure s'applique aux combustibles liquides, gazeux et solides.

En juin 2021, une version actualisée du plan climatique renforcé a été publiée. Ce document a donné un aperçu des mesures de lutte contre les changements climatiques au Canada, mettant l'accent sur les mesures prises depuis décembre 2020. À cette occasion, la portée du règlement a été de nouveau réduite en supprimant l'obligation relative au mazout léger, au mazout lourd et au kérosène, et en permettant aux fournisseurs principaux de soustraire le combustible vendu ou livré pour le chauffage des locaux de leur stock de combustible assujettis à une obligation.

⁷ These documents are available on the [Clean Fuel Standard webpage](#). Further details on these documents and stakeholder responses are included in the "Consultation" section.

⁸ [Proposed Clean Fuel Regulations: Canada Gazette, Part 1, Volume 154, Number 51](#)

⁹ [A Healthy Environment and a Healthy Economy, Canada's Strengthened Climate Plan](#)

⁷ De plus amples renseignements sont disponibles à la [page Norme sur les combustibles propres](#). Des renseignements supplémentaires sur ces documents et sur les commentaires des intervenants sont présentés dans la section « Consultation ».

⁸ Le projet de Règlement sur les combustibles propres : [Partie I de la Gazette du Canada, Volume 154, Number 51](#)

⁹ [Un environnement sain et une économie saine – Le plan climatique renforcé du Canada pour créer des emplois et soutenir la population, les communautés et la planète](#).

On December 16, 2021, the Minister of the Environment and Climate Change (the Minister) received a mandate letter from the Prime Minister to carry forward whole-of-government effort to reduce emissions, create clean jobs and address the climate-related challenges communities are already facing. This included driving Government's Climate Plan to meet legislated 2030 climate goals, which incorporates mandating the sale of zero-emission vehicles and setting Canada on a path to achieve an electricity grid with net-zero emissions by 2035. It also included delivering on all policy and fiscal measures outlined in the Strengthened Climate Plan, adopting additional measures to achieve net zero emissions by 2050, and advancing the Emissions Reduction Plan (ERP) to mitigate 40 to 45% of emissions by 2030 from 2005 levels.

The 2030 ERP published in 2022 describes the actions that are already driving significant reductions as well as the new measures that will ensure that Canada continues reducing emissions sector-by-sector to reach its climate target of cutting emissions by 40% below 2005 levels by 2030 and achieving net-zero emissions by 2050. The Regulations are one of the actions described in the ERP that will deliver significant emissions reductions from liquid fossil fuels.

Fossil fuels and fossil alternatives produce different quantities of GHG emissions when the full lifecycle of the fuel is considered, depending on the process used to produce the fuel, the actual composition of the fuel, and the way the fuel is used. The lifecycle of fuel accounts for all emissions connected to the extraction, production, transportation and combustion of a given fuel. Lifecycle-based fuel standards (such as the CFS) are based on lifecycle analysis (LCA) and require lifecycle carbon intensity (CI) calculations, based on the quantity of CO₂ equivalent emissions per unit of energy produced (i.e. gCO₂e/MJ) to assess the different GHG reduction values of fuels.

Generally speaking, CI standards or requirements are designed by assessing the CI values for each fuel using an LCA approach and comparing them to a required CI value that declines each year. Low carbon fuels that have CI values below the required CI value can generate credits, while fuels with CI values above the required CI value generate deficits. Credits and deficits are denominated in metric tonnes of lifecycle GHG emissions. Providers of fuels (the regulated parties) must demonstrate that the total mix of fuels they supply for use in the regulated jurisdiction

Le 16 décembre 2021, le ministre de l'Environnement et du Changement climatique (le ministre) a reçu une lettre de mandat du premier ministre lui enjoignant de poursuivre les efforts pangouvernementaux visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, à créer des emplois propres et à relever les défis liés au climat avec lesquels les collectivités composent déjà. Cette lettre de mandat précise que le ministre devra piloter le plan climatique du gouvernement pour atteindre les objectifs climatiques fixés par la loi pour 2030, notamment rendre obligatoire la vente de véhicules carboneutres et engager le Canada dans la réalisation d'un réseau électrique carboneutre d'ici 2035. Le ministre devra également mettre en œuvre les mesures stratégiques et financières prévues dans le plan climatique renforcé en adoptant des mesures supplémentaires pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050, et en faisant progresser le Plan de réduction des émissions visant la réduction des émissions de 40 à 45 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 2005.

Le Plan de réduction des émissions pour 2030, publié en 2022, décrit les mesures qui permettent déjà des réductions importantes et les nouvelles mesures qui feront en sorte que le Canada poursuive son travail de réduction des émissions secteur par secteur pour atteindre sa cible de réduction des émissions de 40-45 % par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030, ainsi que l'objectif de la carboneutralité d'ici 2050. Le règlement est l'une des mesures décrites dans le Plan de réduction des émissions qui permettra des réductions importantes d'émissions générées par les combustibles fossiles liquides.

Les combustibles fossiles et les alternatives aux combustibles fossiles produisent des quantités différentes d'émissions de GES lorsque le cycle de vie complet du combustible est pris en compte, qui varient selon le procédé utilisé pour produire le combustible, la composition réelle du combustible et la manière dont le combustible est utilisé. L'analyse du cycle de vie du combustible comprend toutes les émissions liées à l'extraction, la production, le transport et la combustion d'un combustible donné. Les normes sur les combustibles propres (comme la NCP) sont basées sur l'analyse du cycle de vie (ACV) et exigent un calcul de l'intensité en carbone (IC) sur le cycle de vie, qui s'exprime sous la forme de la quantité des émissions en équivalent de CO₂ par unité d'énergie produite (g éq. CO₂/MJ), utilisée pour évaluer les différentes valeurs de réduction des émissions de GES des combustibles.

En général, les normes ou les exigences relatives à l'IC sont conçues de manière à ce que les valeurs d'IC soient évaluées pour chaque combustible selon une approche d'ACV et qu'elles soient comparées à une limite de l'IC qui diminue chaque année. Les combustibles à faible IC dont les valeurs sont inférieures à la limite de l'IC peuvent créer des unités de conformité, tandis que ceux qui la dépassent génèrent des déficits. Les unités de conformité et les déficits sont exprimés en tonnes métriques d'émissions de GES sur le cycle de vie. Les fournisseurs de combustibles

(national or regional) meets the CI standards for each compliance period (usually a year). Regulated entities meet their compliance obligation by ensuring that the number of credits they earn or otherwise acquire from another party is equal to, or greater than, the deficits they have incurred.

British Columbia and California have implemented standards to lower the CI of fuels (called low-carbon fuel standards or clean fuel standards). Under these standards, requirements are set to reduce the lifecycle GHG emissions intensity of the fuels supplied in a given year by a certain percentage relative to a stipulated baseline year (e.g. 10% by 2020 from a 2010 baseline CI level).¹⁰ The sections below describe relevant fuel CI requirements that currently exist in Canada, the United States, and the European Union (EU).

Renewable fuel requirements – Canada

The federal RFR were established in August 2010. They require fossil fuel producers and importers to have an average renewable content of at least 5% based on their volume of gasoline, and an average renewable content of at least 2% based on their volume of diesel fuel and heating distillate oil.¹¹ The purpose of the RFR is to reduce overall GHG emissions from gasoline and diesel fuel, which is primarily used in transportation. There are exemptions for specialty fuels (e.g. those used in aircraft, competition vehicles, military combat equipment), for fuel used in northern regions, for export, for space heating purposes, and for the province of Newfoundland and Labrador. Unlike the Regulations, the RFR does not require reductions in GHG emissions on a lifecycle basis, nor do they contain safeguards to ensure that biofuel production does not adversely affect biodiversity (direct land use change).

Six provinces (British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, and Quebec) already have renewable fuel requirements equal to or higher than the current federal requirements set in the RFR. Most of these provinces have established renewable fuel industries. Some jurisdictions (e.g. Alberta, Ontario) also require that the renewable fuels utilized meet a specific GHG performance standard.

(les parties réglementées) doivent démontrer que le mélange de combustibles total qu'ils fournissent à des fins d'utilisation dans l'administration réglementée (nationale ou régionale) respecte les normes relatives à l'IC, pour chaque période de conformité (généralement un an). Une entité réglementée satisfait à ses exigences de réduction en veillant à ce que le nombre des unités de conformité qu'elle crée ou qu'elle acquiert d'une tierce partie soit égal ou supérieur aux déficits qu'elle a accumulés.

La Colombie-Britannique et la Californie ont mis en œuvre des normes en vue de diminuer l'IC des combustibles (appelées normes sur les combustibles à faible teneur en carbone ou normes sur les combustibles propres). En vertu de ces normes, des exigences sont définies pour réduire d'un certain pourcentage, par rapport à une année de référence stipulée (par exemple 10 % d'ici 2020 à partir de l'IC de base de 2010)¹⁰, l'intensité des émissions de GES sur le cycle de vie des combustibles fournis au cours d'une année donnée. Les sections ci-dessous décrivent les exigences en matière d'IC des combustibles qui existent actuellement au Canada, aux États-Unis et dans l'Union européenne.

Exigences relatives aux combustibles renouvelables – Canada

Le *Règlement sur les carburants renouvelables* (RCR) fédéral est en vigueur depuis le mois d'août 2010. Il exige des producteurs et importateurs de combustibles fossiles que la teneur moyenne en carburants renouvelables soit d'au moins 5 % du volume de leurs stocks d'essence et d'au moins 2 % du volume de leurs stocks de diesel et de mazout de chauffage¹¹. Le RCR a pour but de réduire les émissions générales de GES provenant de l'essence et du diesel, qui sont principalement utilisés dans les transports. Il y a des exemptions pour les combustibles spéciaux (par exemple ceux utilisés dans les avions, les véhicules de compétition ou l'équipement militaire de combat), pour les combustibles utilisés dans les régions nordiques, pour l'exportation, pour le chauffage de locaux, ainsi que pour la province de Terre-Neuve-et-Labrador. Contrairement au règlement, le RCR n'exige pas de réduction des émissions de GES sur la base du cycle de vie, et il ne contient pas non plus de garanties pour assurer que la production de bio-carburants n'affecte pas négativement la biodiversité (changement direct d'utilisation des terres).

Six provinces (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario et Québec) ont déjà des exigences relatives aux combustibles renouvelables dont les exigences sont égales ou supérieures aux exigences fédérales actuelles établies dans le RCR. La plupart de ces provinces possèdent des industries de combustibles renouvelables établies. Certaines administrations (comme l'Alberta ou l'Ontario) exigent également que

¹⁰ [Clean Fuel Standard: Discussion Paper \(2017\)](#).

¹¹ For more information, refer to the [Renewable Fuels Regulations](#).

¹⁰ [Norme sur les carburants propres : Document de travail](#)

¹¹ Pour en savoir plus, consulter le [Règlement sur les carburants renouvelables](#).

Renewable fuel requirements – United States

Established in December 2005, the United States Renewable Fuel Standard (U.S. RFS) requires increasing annual volumes of renewable fuels to be blended into fossil fuels.¹² The U.S. RFS differentiates renewable fuels based on their lifecycle GHG emission reductions, including emissions from indirect land use change. The indirect land use change impacts of biofuels relate to the consequence of releasing more carbon emissions due to land use changes induced by the expansion of croplands for biofuel production in response to the increased demand for biofuels. The annual volumetric requirements are set out for four categories of renewable fuels. The categories are designed to increase the use of renewable fuels with lower GHG lifecycle carbon intensities. Each category must meet a certain GHG reduction threshold (20% for conventional or first-generation renewable fuels, 50% for advanced biofuels, 50% for biomass-based diesel, and 60% for cellulosic biofuel). Fuels with a higher GHG reduction threshold (e.g. cellulosic ethanol) can also be used to help meet the volumetric requirements. In addition to the annual volumetric requirements for a lower GHG reduction threshold (e.g. conventional renewable fuels), the U.S. RFS requires the creation of credits, representing volumes of renewable fuels, and has a credit trading system. Currently, the RFS requires conventional renewable fuel to comprise 11% of transportation fuel, 3% of advanced biofuel, 2% of biomass-based diesel and less than 1% of cellulosic biofuel.¹³

Seven states also have renewable fuel requirements: Louisiana, Minnesota, Missouri, Montana, Oregon, Pennsylvania, and Washington.

les combustibles renouvelables utilisés satisfassent à une norme de rendement précise en ce qui concerne les GES.

Exigences relatives aux combustibles renouvelables – États-Unis

Établie au mois de décembre 2005, la *United States Renewable Fuel Standard* (U.S. RFS) exige que des volumes croissants de combustibles renouvelables soient mélangés aux combustibles fossiles¹². La norme américaine traite différemment les combustibles renouvelables selon leurs réductions des émissions de GES le long de leur cycle de vie, y compris les émissions provenant de changements indirects à l'utilisation des terres. En réponse à la demande accrue pour les biocarburants, les impacts indirects des changements d'utilisation des terres sont liés à la libération de plus d'émissions de carbone causée par les changements d'utilisation des terres provoqués par la croissance des terres cultivées pour la production de biocarburants. Les exigences volumétriques annuelles de la U.S. RFS sont définies pour quatre catégories de combustibles renouvelables. Ces catégories sont conçues pour favoriser une utilisation accrue des combustibles renouvelables ayant une IC plus faible sur le cycle de vie. Chaque catégorie doit atteindre un certain seuil de réduction des GES (20 % pour les combustibles renouvelables traditionnels ou de la première génération, 50 % pour les biocarburants avancés, 50 % pour le diesel à base de biomasse et 60 % pour les biocombustibles celluloseux). Toutefois, les combustibles qui se qualifient dans une catégorie ayant un seuil de réduction des GES plus élevé (par exemple l'éthanol cellulosique) peuvent aussi être utilisés pour respecter les volumes minimaux requis dans les catégories ayant un seuil de réduction plus faible (comme celui des combustibles renouvelables traditionnels). En plus des exigences volumétriques annuelles, la U.S. RFS exige la création d'unités de conformité, représentant des volumes de combustibles renouvelables, et a un système d'échange des unités de conformité. Actuellement, la norme exige que les combustibles servant aux transports comportent 11% de combustibles renouvelables traditionnels, 3 % de biocombustibles avancés, 2 % de diesel à base de biomasse et moins de 1 % de biocombustibles celluloseux¹³.

Sept États ont également des exigences relatives aux combustibles renouvelables : Louisiane, Minnesota, Missouri, Montana, Oregon, Pennsylvanie et Washington.

¹² Renewable Fuel Standard Program

¹³ Renewable Fuel Standard Program: Standards for 2020 and Biomass-Based Diesel Volume for 2021 and Other Changes (PDF)

¹² Renewable Fuel Standard Program (disponible en anglais seulement)

¹³ Renewable Fuel Standard Program: Standards for 2020 and Biomass-Based Diesel Volume for 2021 and Other Changes (PDF, disponible en anglais seulement)

Fuel CI requirements — British Columbia, California, Oregon and the EU

In January 2010, British Columbia's *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* (RLCFRR) came into effect. The RLCFRR requires reductions in the life-cycle CI of transportation fuels supplied in a given year. In addition, at least 5% of gasoline and 4% of diesel by volume must contain renewable fuel.¹⁴ Initially, fuel suppliers were required to progressively decrease the average CI of their fuels to achieve a 9% reduction in 2020 from a 2010 CI baseline.¹⁵ In December 2018, British Columbia's Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources announced in its CleanBC Plan an increase of the CI target to 20% by 2030 relative to 2010 CI levels.¹⁶ In July 2020, these amendments to the RLCFRR came into effect.¹⁷ To date, British Columbia is the only province with a low carbon fuel standard.

The RLCFRR applies to all fuels used for transportation in British Columbia with the exception of fuel used by aircraft or for military operations. British Columbia's requirement does not differentiate between crude oil types. Fuel suppliers can comply with the RLCFRR by reducing the overall CI of the fuels they supply, acquiring credits from other fuel suppliers, or by entering into an agreement with the province. Under these agreements, fuel suppliers are able to generate credits based on actions (projects) that reduce GHG emissions through using low-carbon fuels sooner than would have otherwise occurred without the agreed-upon action. Examples of projects supported under credit creating agreements include installing and operating new pumps that supply finished gasoline with at least 15% ethanol or finished diesel with at least 10% biodiesel or 50% hydrogenation-derived renewable diesel.

Adopted in April 2010, California's Low Carbon Fuel Standard initially required fuel suppliers to reduce the CI of transportation fuels by 10% by 2020, from a 2010 baseline.¹⁸ California's Low Carbon Fuel Standard was

Exigences relatives à l'IC des combustibles — Colombie-Britannique, Californie, Oregon et l'Union européenne

Le règlement de la C.-B. sur les exigences en matière de carburants renouvelables et à faible teneur en carbone (*Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* [RLCFRR]) est entré en vigueur en janvier 2010. Le RLCFRR exige des réductions de l'IC sur le cycle de vie des combustibles destinés aux transports et fournis lors d'une année donnée. De plus, l'essence et le diesel doivent respectivement contenir 5 % et 4 % de carburants renouvelables sur une base volumétrique¹⁴. Initialement, les fournisseurs de combustibles devaient progressivement diminuer l'IC moyenne de leurs combustibles en vue de réaliser une réduction de 9 % en 2020 par rapport à l'IC de référence de 2010¹⁵. En décembre 2018, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique a annoncé dans son Plan sur l'énergie propre que l'objectif de réduction de l'IC passerait à 20 % d'ici 2030 par rapport à 2010¹⁶. En juillet 2020, ces modifications au RLCFRR sont entrées en vigueur¹⁷. À ce jour, la Colombie-Britannique est la seule province à avoir une norme sur les carburants à faible teneur en carbone.

Le RLCFRR s'applique à tous les combustibles utilisés pour le transport en Colombie-Britannique, à l'exception du combustible utilisé par les aéronefs ou pour les opérations militaires. Cette exigence de la Colombie-Britannique ne fait pas de distinction entre les différents types de pétrole brut. Les fournisseurs peuvent se conformer au règlement des manières suivantes : en réduisant l'IC globale des combustibles qu'ils fournissent; en acquérant des unités de conformité d'autres fournisseurs; ou en concluant un accord avec la province. En vertu de ces accords, les fournisseurs de combustibles sont en mesure de créer des unités de conformité pour des actions (projets) qui permette de réduire les émissions GES par l'utilisation de combustibles à faible IC plus tôt que cela n'aurait été possible si l'action visée par l'accord n'avait pas été réalisée. Les projets qui sont soutenus par la création des unités de conformité en vertu de ces accords sont par exemple l'installation et l'exploitation de nouvelles pompes qui fournissent de l'essence contenant au moins 15 % d'éthanol ou du diesel contenant au moins 10 % de biodiesel ou 50 % de diesel renouvelable produit par hydrogénation.

Adoptée en avril 2010, la norme sur les carburants à faible teneur en carbone de la Californie exigeait à l'origine que les fournisseurs de combustibles réduisent d'au moins 10 % d'ici 2020 l'IC de leurs carburants de transport par rapport aux intensités en carbone de référence de 2010¹⁸. La norme californienne sur les carburants à faible teneur

¹⁴ [Renewable and Low Carbon Fuel Requirements](#)

¹⁵ [BC-LCFS Requirements](#)

¹⁶ [CleanBC Plan \(PDF\)](#)

¹⁷ [BC-LCFS Requirements](#)

¹⁸ [California Low Carbon Fuel Standard](#)

¹⁴ [Renewable and Low Carbon Fuel Requirements \(disponible en anglais seulement\)](#)

¹⁵ [BC-LCFS Requirements \(disponible en anglais seulement\)](#)

¹⁶ [CleanBC Plan \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#)

¹⁷ [BC-LCFS Requirements \(disponible en anglais seulement\)](#)

¹⁸ [California Low Carbon Fuel Standard \(disponible en anglais seulement\)](#)

readopted in November 2015 to correct for legal deficiencies found in the initial fuel standard while also increasing the stringency of the CI reduction requirement to help meet its original target.¹⁹ In July 2020, the California Air Resource Board approved amendments to the Low Carbon Fuel Standard, which require fuel suppliers to reduce the CI of transportation fuels they supply by at least 20% by 2030, from a 2010 baseline. It also added new crediting opportunities to promote zero emission vehicle adoption, alternative jet fuel, carbon capture and sequestration, and advanced technologies to achieve deep decarbonization in the transportation sector.

Oregon's Clean Fuels Program took effect in 2016 and requires a reduction in the annual average CI of Oregon's transportation fuels (gasoline and diesel) by 10% from the 2015 level by 2025.²⁰ It prescribes declining maximum CI limits, for each year.

The EU also has a similar policy in place. Established in April 2009, the Fuel Quality Directive requires fuel suppliers to reduce lifecycle GHG emissions from fuels by 10% from 2010 levels by 2020.²¹ The Fuel Quality Directive works in tandem with the EU Renewable Energy Directive, which stipulates that the share of biofuels in the transportation sector should be 10% (by energy content) for each member country by 2020.²²

Objective

The Regulations are intended to reduce GHG emissions by reducing the lifecycle CI of liquid fossil fuels used in Canada, and thereby the Governor in Council is satisfied that they meet the regulatory requirements as set out in subsection 140(2) of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA). To achieve this, the Regulations incentivize low carbon fuel uptake, end-use fuel switching in transportation, and process improvements in the oil sector. The Regulations aim to reduce the CI of gasoline and diesel by 14 grams of carbon dioxide equivalent per megajoule (gCO₂e/MJ) by 2030, which represents a decrease of approximately 15% in CI below 2016 levels. The Regulations work in conjunction with other federal, provincial and territorial policies to help meet Canada's current 2030 GHG emission reduction target under the Paris Agreement, and put Canada on a path towards the

en carbone a été adoptée à nouveau en novembre 2015 afin de corriger des lacunes juridiques constatées dans la norme initiale tout en augmentant l'exigence de réduction de l'IC afin d'atteindre l'objectif initial¹⁹. En juillet 2020, la California Air Resource Board a approuvé des modifications au règlement, selon lesquelles les fournisseurs doivent réduire l'IC des carburants de transport qu'ils fournissent d'au moins 20 % d'ici 2030, par rapport à 2010. La commission a également ajouté de nouvelles possibilités de créer des unités de conformité afin de promouvoir l'adoption de véhicules zéro émission, le carburéacteur de remplacement, le captage et la séquestration du carbone et les technologies avancées permettant une décarbonation importante du secteur des transports.

Le programme des combustibles propres de l'Oregon, entré en vigueur en 2016, exige une réduction de l'IC moyenne des carburants de transports de l'Oregon (essence et diesel) de 10 % d'ici 2025 par rapport aux niveaux de 2015²⁰. Le programme établit des limites de l'IC qui diminuent chaque année.

L'Union européenne a également une politique semblable en place. Établie en avril 2009, la Directive sur la qualité des carburants exige des fournisseurs de carburant qu'ils réduisent les émissions de GES sur le cycle de vie des combustibles de 10 % d'ici 2020, par rapport à 2010²¹. Cette directive va de concert avec la Directive sur l'énergie renouvelable, qui prévoit que la part des biocarburants dans le secteur des transports devrait être de 10 % (selon la teneur en énergie) pour chaque État membre d'ici 2020²².

Objectif

Le règlement vise à réduire les émissions de GES en réduisant l'IC le long du cycle de vie des combustibles fossiles liquides utilisés au Canada, et par conséquent, la gouverneure générale en conseil estime qu'il satisfait aux exigences réglementaires énoncées au paragraphe 140(2) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE]. Pour atteindre cet objectif, le règlement stimule l'adoption de combustibles à faible IC, le changement de combustibles par l'utilisateur final dans les transports et l'amélioration des procédés dans le secteur du pétrole. Le règlement vise à réduire l'IC de l'essence et du diesel de 14 grammes d'équivalent de dioxyde de carbone par mégajoule (g éq. CO₂/MJ) d'ici 2030, ce qui représente une diminution d'environ 15 % de l'IC par rapport aux niveaux de 2016. Ce règlement va de concert avec d'autres politiques fédérales, provinciales et territoriales

¹⁹ Ricardo. (2018). *California Low Carbon Fuel Standard: Rethinking Decarbonisation Incentives – Policy Case Studies* (PDF)

²⁰ Oregon Clean Fuels Program

²¹ European Commission Fuel Quality Directive (PDF)

²² European Commission Renewable Energy Directive

¹⁹ Ricardo. (2018). *California Low Carbon Fuel Standard: Rethinking Decarbonisation Incentives – Policy Case Studies* (PDF, disponible en anglais seulement)

²⁰ Oregon Clean Fuels Program (en anglais seulement)

²¹ Directive sur la qualité des carburants de l'Union européenne (PDF)

²² Directive sur l'énergie renouvelable de la Commission européenne

goal of net-zero emissions by 2050. In doing so, the Regulations encourage innovation and growth by increasing incentives for the development and adoption of clean fuels and energy efficient technologies and processes.

Description

Subsection 139(1) of CEPA states that no person shall produce, import or sell a fuel that does not meet the prescribed requirements. The Regulations, which have been made under subsection 140(1) and, for the compliance credits regime, under section 326 of CEPA, will implement this prohibition.

Carbon intensity requirements

The Regulations require producers and importers of gasoline or diesel, called primary suppliers, to reduce the lifecycle CI of the gasoline or diesel they produce or import in Canada for use in Canada. Most primary suppliers are corporations that own refineries and upgraders. The Regulations establish annual lifecycle CI limits for gasoline and diesel, expressed in gCO₂e/MJ. This obligation is placed on primary suppliers who domestically produce or import at least 400 cubic metres (m³) of gasoline or diesel for use in Canada. Non-fossil fuels do not have a CI reduction requirement.

The annual lifecycle CI reduction requirements for gasoline and diesel will come into force on July 1, 2023, starting at a 3.5 gCO₂e/MJ reduction in CI for the remainder of 2023 and increasing to a 14 gCO₂e/MJ reduction by 2030 at a rate of 1.5 gCO₂e/MJ per calendar year. Reduction requirements for the years after 2030 will be held constant at 14 gCO₂e/MJ, subject to a review of the regulations and future amendments. The annual CI reduction requirements that primary suppliers must meet for the gasoline and diesel fuels they supply to Canada is the difference between the baseline CI value and the CI limit for gasoline and diesel. Both gasoline and diesel have the same annual CI reduction requirement. The Regulations do not differentiate fossil fuels based on crude oil type, or whether the crude oil is produced domestically or imported into Canada.

A primary supplier's annual reduction requirement is expressed in tonnes of carbon dioxide equivalent (tCO₂e) and calculated on a company-wide basis, summing up the

pour aider à atteindre l'objectif actuel de réduction des émissions de GES de 2030 du Canada en vertu de l'Accord de Paris et pour mettre le Canada sur la voie de l'atteinte de la cible de zéro émission nette d'ici 2050. Ce faisant, le règlement encourage l'innovation et la croissance en augmentant les incitatifs pour le développement et l'adoption de combustibles propres et de technologies et procédés écoénergétiques.

Description

Le paragraphe 139 (1) de la LCPE stipule qu'il est interdit à quiconque de produire, d'importer ou de vendre un combustible non conforme aux normes réglementaires. Le règlement, qui a été pris en vertu du paragraphe 140(1) et, en ce qui a trait au marché des unités de conformité, en vertu de l'article 326 de la LCPE, mettra en œuvre cette interdiction.

Exigences relatives à l'intensité en carbone

Le règlement exige que les producteurs et importateurs d'essence et de diesel, appelés les fournisseurs principaux, réduisent l'IC le long du cycle de vie de l'essence et du diesel qu'ils produisent ou importent au Canada pour utilisation au Canada. La plupart de ces fournisseurs principaux sont des sociétés qui possèdent des raffineries et des usines de valorisation. Le règlement établit des limites annuelles de l'IC le long du cycle de vie de l'essence et du diesel, exprimées en g éq. CO₂/MJ. L'obligation revient aux fournisseurs principaux qui produisent ou importent au pays au moins 400 mètres cubes (m³) d'essence et de diesel pour utilisation au Canada. Les combustibles non fossiles ne sont pas assujettis à une exigence de réduction de l'IC.

L'exigence annuelle de réduction de l'IC le long du cycle de vie de l'essence et du diesel entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2023, commençant par une réduction de 3,5 g éq. CO₂/MJ de l'IC et ce, jusqu'à la fin de l'année 2023, et augmentant à une réduction de 14 g éq. CO₂/MJ d'ici 2030 à un taux de 1,5 g éq. CO₂/MJ par année. Les exigences de réduction de l'IC pour les années au-delà de 2030 demeureront constantes à 14 g éq. CO₂/MJ, sous réserve de l'examen du règlement et de modifications futures. Les exigences annuelles de réduction de l'IC que les fournisseurs principaux doivent satisfaire pour l'essence et le diesel qu'ils fournissent au Canada correspondent à la différence entre la valeur de base et la limite de l'IC pour l'essence et le diesel. L'essence et le diesel ont la même exigence annuelle de réduction de l'IC. Le règlement ne fait pas de distinction entre les combustibles fossiles sur la base du type de pétrole brut, ou selon que le pétrole brut est produit au Canada ou y est importé.

L'exigence annuelle de réduction d'un fournisseur principal est exprimée en tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (t éq. CO₂) et est calculée à l'échelle de l'entreprise,

reduction requirements for gasoline and diesel for each of a company's production facilities and for their total imports, based on the energy content of each fossil fuel (gasoline and diesel). The Regulations also incorporate the minimum volumetric requirements that are currently set out in the federal RFR, requiring a minimum 5% low-carbon-intensity fuel content in gasoline and 2% low-carbon-intensity fuel content in diesel fuel.

The Regulations set out the baseline CI values for gasoline and diesel produced in and imported for use in Canada. These values are Canadian average lifecycle CI values, calculated from the Department's Fuel Lifecycle Assessment Model. This means that each type of fossil fuel (gasoline and diesel) is assigned the same national average value. GHG emissions from all stages in a fuel's lifecycle are included in the determination of the baseline CI values.

Exemptions and exclusions

The Regulations include a limited number of exemptions and exclusions from the annual reduction requirements for gasoline and diesel. The Regulations do not apply to aviation gasoline, fossil fuel exported from Canada, fossil fuel used in scientific research, and fossil fuel sold or delivered for use in competition vehicles. In addition, certain volumes can be excluded from the primary supplier's pool of obligated fuel volumes if appropriate records are established. These include gasoline or diesel sold or delivered for a use other than combustion, produced in a facility for use in that facility (other than in mobile equipment), sold or delivered for use in a marine vessel with a non-Canadian port destination, sold or delivered for the purpose of space heating and sold or delivered for non-industrial use or power generation in remote communities. Remote community is defined as a geographic area that is not serviced by an electrical distribution network that is under the jurisdiction of the North American Electric Reliability Corporation or by a natural gas distribution system.

Establishment of a credit market

The Regulations establish a credit market, where each credit represents a lifecycle emission reduction of one tonne of CO₂e. For each compliance period (typically a calendar year), a primary supplier would demonstrate compliance with their reduction requirement by creating credits or acquiring credits from other creators, and then using the required number of credits for compliance. Once a credit is used for compliance, it is cancelled and can no longer be used.

en additionnant les réductions exigées pour l'essence et le diesel, pour chacune des installations de production de l'entreprise et pour la totalité de ses importations, sur la base de la teneur en énergie de chaque combustible fossile (essence et diesel). Le règlement intègre également les exigences volumétriques minimales actuellement établies dans le RCR fédéral, soit une proportion minimum de combustible à faible IC de 5 % dans l'essence et de 2 % dans le diesel.

Le règlement établit les valeurs d'IC de base de l'essence et du diesel produit et importé à des fins d'utilisation au Canada. Ces valeurs de base sont des valeurs moyennes canadiennes d'IC le long du cycle de vie, calculées à l'aide du modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles du Ministère. Cela signifie que tous les combustibles d'un type donné (essence et diesel) se verront attribuer la même valeur moyenne canadienne. Les émissions de GES de tous les stades du cycle de vie d'un combustible sont incluses dans le calcul des valeurs d'IC de base.

Exemption et exclusions

Le règlement comprend un nombre limité d'exemptions et d'exclusions de l'exigence annuelle de réduction de l'essence et du diesel. Le règlement ne s'applique pas à l'essence aviation, au combustible fossile exporté du Canada, aux combustibles fossiles utilisés aux fins de recherche scientifique, et aux combustibles fossiles vendus ou livrés à des fins d'utilisation dans des véhicules de compétition. De plus, certains volumes peuvent être exclus des stocks d'essence et de diesel des fournisseurs principaux si des renseignements sont consignés. Ces volumes comprennent les volumes d'essence et de diesel vendus ou livrés pour une utilisation autre que la combustion, produits dans une installation pour utilisation dans cette installation (usage autre que pour des équipements mobiles), vendus ou livrés pour utilisation dans un navire à destination d'un port non canadien, vendus ou livrés aux fins de chauffage de locaux et vendus ou livrés pour utilisation à des fins non industrielles ou dans la production d'électricité dans les collectivités éloignées. Une collectivité éloignée est définie comme une région géographique qui n'est desservie ni par un réseau de distribution électrique qui relève de la compétence de la North American Electric Reliability Corporation, ni par un réseau de distribution de gaz naturel.

Mise en place d'un marché d'unités de conformité

Le règlement établit un marché d'unités de conformité, dans lequel chaque unité de conformité représente une réduction d'émission sur le cycle de vie d'une tonne d'éq. CO₂. Pour chaque période de conformité (typiquement une année civile), un fournisseur principal démontrerait qu'il se conforme à l'exigence de réduction en créant des unités de conformité ou en acquérant des unités de conformité auprès d'autres créateurs, puis en utilisant le nombre requis d'unités de conformité. Une fois

Volumetric requirements

To meet the minimum volumetric requirements incorporated from the federal RFR, each primary supplier is required to demonstrate for each compliance period that, of the total number of compliance credits it retires for compliance, a minimum (equivalent to 5% of its gasoline pool and 2% of its diesel and light fuel oil pool) is from low-CI fuels such as ethanol or biodiesel. These compliance credits are part of the total credits used to meet reduction requirements, but the same compliance credit cannot be used to meet the 2% and 5% requirements respectively. Primary suppliers who have surplus compliance units under the RFR are able to convert these units into credits under the Regulations after the end of the final compliance period of the RFR.

Voluntary credit creators

Parties that are not primary suppliers are able to participate in the credit market as voluntary credit creators. In addition to the primary suppliers that are subject to the CI reduction requirements in the Regulations, other possible credit creators include low carbon fuel producers and importers (e.g. ethanol producer), electric vehicle charging site hosts or network operators, fuelling station owners or operators, as well as parties upstream or downstream of a refinery (e.g. an oil sands operator).

Credit creation categories

Credits may be created by primary suppliers or other voluntary credit creators who take one of the following actions:

- Compliance Category 1: actions throughout the life-cycle of a liquid fossil fuel that reduce its CI (such as carbon capture and storage) through GHG emission reduction projects;
- Compliance Category 2: supplying low CI fuels (such as ethanol); or
- Compliance Category 3: end-use fuel switching in transportation (when an end user of fuel changes or retrofits their combustion devices to be powered by another fuel or energy source, such as electricity in transportation).

qu'une unité est utilisée pour la conformité, elle est annulée et ne peut être réutilisée.

Exigences volumétriques

Pour satisfaire aux exigences volumétriques minimales intégrées à partir du RCR fédéral, chaque fournisseur principal doit démontrer, pour chaque période de conformité, que sur le nombre total d'unités de conformité qu'il retire aux fins de la conformité, un nombre minimum (équivalente à 5 % de son stock d'essence et de 2 % de son stock de diesel et de mazout léger) provient de combustibles à faible IC tels que l'éthanol et le biodiesel. Ces unités de conformité font partie de l'ensemble des unités de conformité utilisées pour satisfaire aux exigences de réduction, mais la même unité de conformité ne peut pas être utilisée pour répondre à l'exigence de 2 % et de 5 % respectivement. Les fournisseurs principaux qui possèdent des unités de conformité excédentaires au titre du RCR peuvent les convertir en unités de conformité au titre du règlement à la fin de la dernière période de conformité du RCR.

Créateurs volontaires d'unités de conformité

Les parties qui ne sont pas des fournisseurs principaux peuvent participer dans le marché d'unités de conformité comme créateurs volontaires d'unités de conformité. En plus des fournisseurs principaux qui sont assujettis aux exigences de réduction de l'IC du règlement, les autres créateurs potentiels d'unité de conformité comprennent les producteurs et les importateurs de combustible à faible IC (par exemple un producteur d'éthanol), les hôtes de sites de recharge ou les exploitants de réseaux de recharge pour les véhicules électriques, les propriétaires ou exploitants de stations de ravitaillement, ainsi que les parties en amont ou en aval d'une raffinerie (par exemple un exploitant d'une installation de sables bitumineux).

Catégories de création d'unités de conformité

Les unités de conformité peuvent être créées par des fournisseurs principaux ou autres créateurs volontaires d'unités qui prennent les mesures suivantes :

- Pour la catégorie de conformité 1 : des mesures, le long du cycle de vie d'un combustible fossile liquide, permettant de réduire son IC (comme le captage et le stockage du carbone) par la réalisation de projets de réduction des émissions de GES;
- Pour la catégorie de conformité 2 : fourniture de combustibles à faible IC (comme l'éthanol);
- Pour la catégorie de conformité 3 : fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe (quand un utilisateur final change ou modernise ses dispositifs de combustion afin qu'ils soient alimentés par un autre combustible ou une autre source d'énergie, par exemple l'électricité dans les transports).

Compliance Category 1

This category recognizes actions that reduce a liquid fossil fuel's CI through GHG emission reduction projects to create credits. Credits can be created by the project proponent as of the date the Minister recognizes the project. Projects can include an aggregation of reductions from multiple sources or facilities, and no minimum emissions reduction threshold is set. The number of credits created is determined by a quantification method, which specifies the eligibility criteria for the project as well as the approach for quantification. Quantification methods would be maintained outside of the Regulations and developed by a team of technical experts, including departmental representatives, and reviewed by a broader consultative committee that includes stakeholders in industry, academia, and other technical experts.

The Department is providing quantification methods for various project types, starting with the following list:

- CO₂ capture and permanent storage;
- low-CI electricity integration;
- enhanced oil recovery with CO₂ capture and permanent storage;
- co-processing in refineries; and
- low-CI hydrogen integration.

This work would take into consideration existing emission reduction accounting methodologies or offset protocols in other jurisdictions. The Department has developed a generic quantification method for projects for which there is no applicable quantification method. Projects such as energy efficiency, combined heat and power, electrification and methane reductions could be recognized under the generic quantification method provided they meet the eligibility criteria.

To be able to create credits under the Regulations, a project must generate emission reductions that are real and incremental (i.e. additional) to a defined base case. Projects create credits for the portion of the fossil fuel and crude oil that is used in Canada (i.e. exported portion of products are not eligible for credit creation). The base case is defined in the quantification method for each project type. The generic quantification method predefines the base case for some foreseen project types or provides guidance on how to determine the baseline for other project types. In the event that a specific quantification method for a project type is developed during the credit creation period of a project recognized under the generic quantification method that covers the project's actions, an

Catégorie de conformité 1

Cette catégorie reconnaît les mesures qui réduisent l'IC d'un combustible fossile liquide au moyen de la réalisation de projets de réduction des émissions de GES pour créer des unités de conformité. Les unités de conformité peuvent être créées par les promoteurs de projet à partir de la date de reconnaissance du projet par le Ministère. Les projets peuvent comprendre un regroupement de réductions d'émissions provenant de plusieurs sources ou installations, sans qu'il y ait un seuil minimum de réduction des émissions. Le nombre d'unités de conformité créées est déterminé par une méthode de quantification, qui spécifie les critères d'admissibilité du projet ainsi que l'approche à suivre pour la quantification. Les méthodes de quantification seraient maintenues à l'extérieur du règlement et élaborées par une équipe d'experts techniques, y compris des représentants du Ministère, et examinées par un comité consultatif plus large qui comprendrait les parties prenantes de l'industrie, des universitaires, et autres experts techniques.

Le Ministère fournit des méthodes de quantification pour divers types de projets, débutant par la liste suivante :

- captage et stockage permanent du CO₂;
- intégration de l'électricité à faible IC;
- récupération assistée du pétrole avec captage et stockage permanent du CO₂;
- cotraitement dans les raffineries;
- intégration de l'hydrogène à faible IC.

Ce travail d'élaboration tiendrait compte des méthodes de comptabilisation de réduction des émissions ou des protocoles compensatoires déjà existants dans d'autres administrations. Le Ministère a élaboré une méthode de quantification générique pour les projets pour lesquels il n'existe aucune méthode de quantification applicable. Des projets tels que l'efficacité énergétique, la production combinée de chaleur et d'électricité, l'électrification et la réduction du méthane pourraient être reconnus en vertu de cette méthode de quantification générique à condition de satisfaire tous les critères d'admissibilité.

Pour qu'un projet puisse créer des unités de conformité au titre du règlement, il doit générer des réductions d'émissions qui sont réelles et supplémentaires (considérées additionnelles) à un cas de référence défini. Les projets créent des unités de conformité pour la portion de combustibles fossiles et de pétrole brut qui est utilisée au Canada (la portion de produits exportés n'est pas admissible à la création d'unités de conformité). Le cas de référence est défini par la méthode de quantification pour chacun des types projets. La méthode de quantification générique prédéfinit le cas de référence pour certains types de projets ou fournit des directives sur la façon de déterminer le cas de référence pour les autres types de projets. Dans le cas où une méthode de quantification

application may be made to have the project recognized under the specific quantification method.

For all quantification methods other than the generic method, additionality would be assessed during the development of the quantification method at the project type level and would take into account many factors, including whether an action is required by another Canadian law or regulation, technological and financial barriers, and the market penetration rate of the technology or practice. Quantification methods would be periodically reviewed for additionality and maintained, modified or withdrawn as activities evolve. For the generic quantification method, separate and more streamlined additionality criteria are assessed at the project level.

Facilities in jurisdictions outside of Canada have a mechanism to have their projects recognized. Jurisdictions outside Canada that wish to have projects recognized under the Regulations will be able to enter into an agreement with the Department to ensure their projects are comparable to Canadian projects in effectiveness and meet the Regulations' objectives. The quantification methods apply to projects conducted in Canada, but can be adapted for other jurisdictions as part of this mechanism. Credits from emissions reductions projects outside Canada must be prorated based on the portion of liquid fossil fuel or crude oil supplied to Canada.

All eligible projects must reduce the CI of a liquid fossil fuel along its lifecycle, achieve incremental GHG emission reductions, and must have begun to reduce, sequester, or use CO₂e emissions on or after July 1, 2017. Project proponents first apply to the Department to have a project recognized prior to credit creation. Each year, information (as specified in the appropriate quantification method) will be required to be reported to the Department, accompanied by a third-party verification report and a verification opinion. Credits are created annually for 10 years for emission reduction projects, except for carbon capture and storage projects, where credits are created annually for 20 years and co-processing in refineries, for which there is no end to the crediting period similar to other low-CI fuels. In addition, projects with a finite crediting period may be renewed a single time for an additional 5 years after the initial crediting period, provided an applicable quantification method still exists at the time of renewal.

spécifique à un type de projet est développée durant la période de création d'unités de conformité d'un projet reconnu en vertu de la méthode de quantification générique portant sur les activités de ce projet, une demande peut être faite pour faire reconnaître le projet en vertu de la méthode de quantification spécifique.

Pour toutes les méthodes de quantification autres que la méthode de quantification générique, le caractère additionnel d'un projet serait évalué durant l'élaboration de la méthode de quantification au niveau du type de projet et prendrait en compte de nombreux facteurs, y compris si une mesure est requise par une autre loi ou un règlement canadien, les obstacles technologiques et financiers et le taux de pénétration sur le marché de la technologie ou de la pratique. Les méthodes de quantification feraient l'objet d'un examen périodique pour ce qui est de l'additionnalité et seraient maintenues, modifiées ou retirées au fur et à mesure que les activités évoluent. Pour ce qui est de la méthode de quantification générique, des critères d'additionnalité distincts et plus rationalisés sont évalués au niveau de chaque projet.

Les installations situées à l'extérieur du Canada disposent d'un mécanisme pour faire reconnaître leurs projets. Les administrations à l'extérieur du Canada qui souhaitent avoir des projets reconnus au titre du règlement pourront conclure un accord avec le Ministère pour s'assurer que les projets de cette administration sont comparables aux projets canadiens en matière d'efficacité et qu'ils répondent aux objectifs du règlement. Les méthodes de quantification s'appliquent aux projets menés au Canada, mais peuvent être adaptées pour d'autres administrations dans le cadre de ce mécanisme. Les unités de conformité créées par les projets de réduction des émissions à l'extérieur du Canada doivent être calculées au prorata de la quantité de combustible fossile liquide ou de pétrole brut fournie au Canada.

Les projets admissibles doivent réduire l'IC d'un combustible fossile liquide le long de son cycle de vie, réaliser des réductions supplémentaires des émissions de GES et doivent avoir commencé à réduire, séquestrer ou utiliser des émissions d'éq. CO₂ le 1^{er} juillet 2017 ou après cette date. Les promoteurs de projet doivent d'abord présenter une demande au Ministère pour que leur projet soit reconnu avant toute création d'unités de conformité. Chaque année, les renseignements (précisés dans la méthode de quantification applicable) devront être déclarés au Ministère et être accompagnés d'un rapport de vérification par un tiers et d'un avis de vérification. Les unités de conformité sont créées annuellement pour une période de 10 ans pour les projets de réduction des émissions, sauf pour les projets de captage et de stockage du carbone, qui créent des unités de conformité annuellement pour une période de 20 ans et le cotraitement dans les raffineries où, comme pour les autres combustibles à faible IC, il n'y a aucune limite à la période de création d'unités de conformité. De plus, les projets, dont la période de création d'unité de conformité est prescrite, peuvent être

Compliance Category 2

This category encompasses credits that are created under the Regulations for low CI fuels produced or imported in Canada. Low CI fuels are fuels, other than the fossil fuels, that have a CI equal to or less than 90% of the credit reference CI value for the fuel. Most low CI fuels available on the market are forms of biofuels, such as ethanol. Other low CI fuels include synthetic fuels, such as those made from the CO₂ captured from the atmosphere as a result of direct air capture or syngas generated from any biomass resource that could also be employed to make new low CI fuel products under a circular economy approach.

All low CI fuels supplied to the Canadian market, including fuels used to comply with existing federal and provincial renewable fuel regulatory requirements and British Columbia's RLCFRR, are able to create credits under the Regulations. Credits may be created by the producers and importers of liquid and gaseous low CI fuels as of the date of registration of the Regulations. Credits for low CI fuels are created based on the amount of low-carbon fuel supplied to the Canadian market annually (in MJ) and the difference between the lifecycle CI of the low CI fuel and the credit reference CI value for the fuel. In order to create credits, a low CI fuel producer or foreign supplier is required, in most cases, to obtain an approved CI value for each low CI fuel that they produce or import. The Regulations require the use of either the Fuel Lifecycle Assessment (LCA) Model to calculate facility-specific CI values using facility-specific data, or the use of default values available in the Regulations.

A Fuel LCA Model is provided by the Department to support the implementation of the Regulations. Fuel producers and foreign suppliers are able to use the model to determine CI values once they have 24 months of operating data. They may use a provisional CI value using the model with only 3 months of data, until 24 months of data is available. Facilities with less than 3 months of operating data for a low CI fuel need to use prescribed default values. In most cases, fuel producers are required to submit an application to the Minister for approval of each fuel's CI, as well as to submit an annual CI Pathway Report. Starting in 2025, credits will be adjusted annually based on the CI Pathway Report. If the CI in the annual CI

renouvelés une fois pour cinq années supplémentaires après la période initiale de création des unités de conformité, tant qu'une méthode de quantification applicable existe toujours au moment du renouvellement.

Catégorie de conformité 2

Cette catégorie englobe les unités de conformité qui sont créées au titre du règlement pour les combustibles à faible IC produits ou importés au Canada. Il s'agit des combustibles, autres que les combustibles fossiles, dont l'IC est égale ou inférieure à 90 % de la valeur d'IC de référence pour le combustible. La plupart des combustibles à faible IC disponibles sur le marché sont des formes de biocarburants, comme l'éthanol. Les autres combustibles à faible IC comprennent les carburants synthétiques, tels que ceux fabriqués à partir de CO₂ provenant du captage direct de l'air ou le gaz de synthèse généré à partir de toute ressource de biomasse, qui pourraient également être utilisés pour fabriquer de nouveaux combustibles à faible IC dans le cadre d'une approche d'économie circulaire.

Tous les combustibles à faible IC fournis sur le marché canadien, y compris ceux utilisés pour se conformer aux exigences réglementaires fédérales et provinciales existantes concernant les combustibles renouvelables et au RLCFRR de la Colombie-Britannique, peuvent créer des unités de conformité au titre du règlement. Des unités de conformité peuvent être créées par les producteurs et importateurs de combustibles liquides ou gazeux à faible IC à compter de l'enregistrement du règlement. Les unités de conformité pour les combustibles à faible IC sont créées sur la base de la quantité de combustible à faible IC fournie au marché canadien annuellement (en MJ) et de la différence entre l'IC sur le cycle de vie du combustible et de la valeur d'IC de référence pour le combustible. Pour pouvoir créer des unités de conformité, un producteur ou un fournisseur étranger de combustible à faible IC doit, dans la plupart des cas, obtenir une valeur d'IC approuvée pour chaque combustible à faible IC qu'il produit ou importe. Le règlement exige l'utilisation soit du modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles pour déterminer les valeurs d'IC propres à une installation au moyen de données propres à l'installation, soit des valeurs par défaut disponibles dans le règlement.

Un modèle ACV des combustibles est fourni par le Ministère pour appuyer la mise en œuvre du règlement. Les producteurs de combustibles et les fournisseurs étrangers peuvent utiliser le modèle pour déterminer les valeurs d'IC dès qu'ils ont 24 mois de données d'exploitation. Ils peuvent utiliser une valeur provisoire en utilisant le modèle avec seulement des données sur 3 mois, jusqu'à ce que 24 mois de données soient disponibles. Les installations ayant moins de 3 mois de données d'exploitation pour un combustible à faible IC doivent utiliser les valeurs par défaut prescrites. Dans la plupart des cas, les producteurs de combustibles à faible IC doivent soumettre une demande au ministre afin que chaque IC pour leurs

Pathway Report is higher than the approved CI by an amount exceeding the materiality threshold for CI, the equivalent number of credits created in excess will be removed from the account of the credit creator and the CI is no longer valid. Conversely, if the CI determined in the CI Pathway Report is lower than the approved CI, additional credits may be created.

As noted above, the Regulations allow the creation of credits from the production of low CI fuels produced from biomass-based feedstocks. To prevent adverse impacts on land use and biodiversity stemming from the increased harvest and cultivation of these feedstocks, the Regulations establish land-use and biodiversity (LUB) criteria. Only low CI fuels made from biomass feedstock (biofuels) that adhere to the LUB criteria are eligible for compliance credit creation. These criteria apply to feedstock regardless of geographic origin. The criteria do not apply to feedstock that is not biomass (e.g. fuel made from direct air capture) or a biomass feedstock that has a lower risk on land use and biodiversity (e.g. municipal solid waste).

The LUB criteria are separated into requirements specifically for forest feedstock, those specific for agricultural feedstock, and those that apply to all feedstock. These criteria also impose requirements for supply chain declarations (used to trace eligible material from the feedstock harvester to the low CI fuel producer) and material balancing (used to permit physical mixing of eligible and non-eligible feedstock). The onus for demonstrating criteria adherence rests with the low CI fuel producers, but compliance with the criteria need to be demonstrated at the feedstock producer level or through an approved certification scheme.

combustibles soit approuvée, et soumettre un rapport annuel sur les filières d'IC. À partir de 2025, les unités de conformité seront ajustées annuellement en fonction du rapport sur les filières d'IC. Si l'IC dans le rapport annuel sur les filières d'IC est supérieure à l'IC approuvée d'une valeur supérieure au seuil d'importance relative pour l'IC, le nombre équivalent d'unités de conformité créées en excès sera annulé dans le compte du créateur d'unités de conformité et l'IC n'est plus valide. Inversement, si l'IC déterminée dans le rapport sur les filières d'IC est inférieure à l'IC approuvée, des unités de conformité supplémentaires peuvent être créées.

Tel qu'il est mentionné précédemment, le règlement permet la création d'unités de conformité pour la production de combustibles à faible IC produits à partir de charges d'alimentation provenant de biomasse. Pour prévenir les répercussions négatives sur l'utilisation des terres et la biodiversité découlant de l'augmentation de la récolte et de la culture de ces charges d'alimentation, le règlement établit des critères d'utilisation des terres et de la biodiversité (UTB). Seuls les combustibles à faible IC produits à partir de charges d'alimentation provenant de biomasse (biocombustibles) qui respectent les critères liés à l'UTB sont admissibles à la création des unités de conformité. Ces critères s'appliquent aux charges d'alimentation, quelle que soit leur origine géographique. Les critères ne s'appliquent pas aux charges d'alimentation si elles ne proviennent pas de biomasse (par exemple combustible produit à partir du captage direct de l'air) ou aux charges d'alimentation provenant de biomasse qui ont un risque plus faible d'avoir des répercussions sur l'utilisation des terres et la biodiversité (par exemple de déchets solides municipaux).

Les critères UTB sont séparés; le règlement comporte des exigences propres aux charges d'alimentation forestières, des exigences propres aux charges d'alimentation agricoles ou des exigences qui s'appliquent à toutes les charges d'alimentation. Ces critères imposent également des exigences pour les déclarations de la chaîne d'approvisionnement (pour faire le suivi des matières admissibles, du point de récolte des charges d'alimentation au producteur de combustibles à faible IC) et pour le bilan matières (pour autoriser le mélange physique de charges d'alimentation admissibles et non admissibles). Il incombe aux producteurs de combustible à faible IC de démontrer le respect des critères, mais la conformité aux critères doit être démontrée au niveau du producteur de charge d'alimentation ou au moyen d'un régime de certification approuvé.

Compliance Category 3

This compliance category covers fuel or energy to advanced vehicle technologies which enables credit creation for changing or retrofitting a fossil fuel combustion device to be powered by another fuel or energy source, such as electric vehicles (EVs). This does not directly reduce the CI of fossil fuels but reduces GHG emissions by displacing gasoline or diesel used in transportation by fuels or energy sources with lower CIs. Credits may be created as of the date of registration of the Regulations by the owners or operators of fuelling stations that supply fuels for transportation uses (natural gas, renewable natural gas [RNG], propane, renewable propane), by the producers and importers of low CI fuels (RNG and renewable propane) used for transportation purposes, by the owners or operators of fuelling stations for dispensing hydrogen to hydrogen fuel cell vehicles or other vehicles, by charging network operators for residential and public charging of EVs, and by charging site hosts for private or commercial charging of EVs. Credits for residential charging of EVs will be phased out by the end of 2035 for charging stations installed by the end of 2030. Any residential charging station installed after the end of 2030 will not be eligible for credits. The Regulations require charging network operators to reinvest 100% of the proceeds from the sale of credits created by residential and public EV charging. The revenue must be reinvested into two available categories of actions: either reducing the cost of EV ownership through financial incentives to purchase or operate an EV, or expanding charging infrastructure in residential or public locations, including EV charging stations and electricity distribution infrastructure that supports EV charging.

Satisfying annual reduction requirements

In order to meet their obligation, primary suppliers are required to use credits to satisfy their annual reduction requirement. There is no limit to the number of liquid compliance credits that may be used by a primary supplier for the purposes of compliance. However, a primary supplier may use gaseous compliance credits in order to satisfy up to 10% of its total reduction requirement annually. These credits can be created in respect of the production or import of low CI gaseous fuels or GHG emission reduction projects that involves the production or import of co-processed low-CI gaseous fuels. Additionally, a primary supplier may use credits created under the generic quantification method in order to satisfy up to 10% of its total reduction requirement annually.

Catégorie de conformité 3

La catégorie de conformité 3, fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe, permet la création d'unités de conformité en raison du changement ou de la modernisation d'un équipement de combustion brûlant des combustibles fossiles afin qu'il soit alimenté par un autre combustible ou une autre source d'énergie, comme les véhicules électriques (VE). Cela ne réduit pas directement l'IC des combustibles fossiles, mais réduit les émissions de GES en remplaçant l'essence ou le diesel utilisé dans les transports par des combustibles ou des sources d'énergie ayant une IC plus faible. Les unités de conformité peuvent être créées à compter de la date d'enregistrement du règlement par les propriétaires ou les exploitants des stations de ravitaillement qui fournissent des combustibles à des fins de transport (gaz naturel, gaz naturel renouvelable [GNR], propane, propane renouvelable); par les producteurs ou les importateurs de combustibles à faible IC (GNR et propane renouvelable) utilisés pour le transport; par les propriétaires ou les exploitants de stations de ravitaillement lorsqu'ils distribuent de l'hydrogène à des véhicules à pile à hydrogène ou autres véhicules; par les exploitants de réseaux de recharge pour la recharge résidentielle et publique de VE, et par les hôtes de sites de recharge pour la recharge privée ou la recharge commerciale de VE. Les unités de conformité pour la recharge résidentielle des VE seront éliminées d'ici la fin de l'année 2035 pour les bornes de recharge installées avant la fin de l'année 2030. Toute borne de recharge résidentielle installée après la fin de l'année 2030 ne sera pas admissible à la création d'unités de conformité. Le règlement exige que les exploitants de réseaux de recharge réinvestissent 100 % des revenus de la vente des unités de conformité créées par la recharge résidentielle et publique. Les revenus doivent être réinvestis dans deux catégories de mesures disponibles : soit la réduction des coûts de propriété d'un VE par des incitatifs financiers à l'achat ou à l'utilisation d'un VE, soit l'expansion des infrastructures de recharge dans les résidences et les lieux publics, y compris les bornes de recharge et l'infrastructure de distribution de l'électricité permettant la recharge des VE.

Satisfaire à l'exigence annuelle de réduction

Afin de respecter leur obligation, les fournisseurs principaux sont tenus d'utiliser des unités de conformité pour satisfaire à leur exigence annuelle de réduction. Il n'y a pas de limite quant au nombre d'unités de conformité de la catégorie des combustibles liquides pouvant être utilisées par un fournisseur principal à des fins de conformité. Cependant, un fournisseur principal peut utiliser des unités de conformité de la catégorie des combustibles gazeux afin de satisfaire jusqu'à 10 % de son exigence totale de réduction annuellement. Ces unités peuvent être créées à l'égard de la production ou de l'importation de combustibles gazeux à faible IC ou de projets de réduction des émissions de GES qui impliquent la production ou l'importation de combustibles gazeux cotraités à faible IC. De

Compliance flexibilities exist to help mitigate compliance cost and ensure credit supply. A primary supplier may use the compliance fund mechanism by contributing to an eligible “registered” funding program in order to satisfy up to 10% of its annual reduction requirement. The credit price under this mechanism is set in the Regulations at \$350 in 2022 (consumer price index [CPI] adjusted) per compliance credit. The credits created by these investments cannot be traded and will expire if not used for that compliance period. Primary suppliers may create credits by contributing to a registered funding program between January 1 and July 31. Additionally, primary suppliers may contribute between October 15 and November 30 following the end of a compliance period if required.

Funds or programs within a fund that reduce CO₂e emissions may be eligible to become a registered fund. The fund or program must operate in Canada, provide funding for projects or activities that support the deployment or commercialization of technologies or processes that reduce CO₂e emissions, and provide publicly available annual audited reports. Any contributions to the fund must be used for projects or activities that reduce emissions within a five-year period from the time the contribution is made.

For primary suppliers unable to satisfy their reduction requirement by July 31 following the end of a given compliance period, a market-clearing mechanism that facilitates credit acquisition by primary suppliers is also available. The Regulations set a maximum price for credits acquired, purchased or transferred in the credit clearance mechanism (CCM) at \$300 in 2022 (CPI adjusted) per compliance credit. If there are not sufficient credits available in the CCM for all primary suppliers to satisfy their outstanding reduction requirement, each primary supplier is eligible to acquire a prorated amount of the available credits. If the CCM is depleted of all pledged credits, primary suppliers with a shortfall must contribute to a registered funding program, up to the maximum of 10% of their CI reduction requirement.

After satisfying those obligations, a primary supplier can carry forward up to 10% of its reduction requirement into

plus, un fournisseur principal peut utiliser des unités de conformité créées au titre de la méthode de quantification générique afin de satisfaire jusqu’à 10 % de son exigence totale de réduction annuellement.

La flexibilité de conformité existe pour aider à atténuer les coûts de conformité et à garantir l’offre d’unités de conformité. Un fournisseur principal peut utiliser le mécanisme de fonds aux fins de conformité en contribuant à un programme de financement « enregistré » admissible afin de satisfaire jusqu’à 10 % de son exigence annuelle de réduction. Le prix d’une unité de conformité dans le cadre de ce mécanisme est établi dans le règlement à 350 \$ en 2022 (ajusté à l’indice de prix à la consommation [IPC]). Les unités de conformité ainsi créées par ces contributions ne peuvent être échangées et expireront si elles ne sont pas utilisées pendant la période de conformité. Les fournisseurs principaux peuvent créer des unités de conformité en contribuant à un programme de financement enregistré entre le 1^{er} janvier et le 31 juillet. De plus, un fournisseur principal peut faire ces contributions entre le 15 octobre et le 30 novembre suivant la fin d’une période de conformité au besoin.

Les fonds ou les programmes faisant partie d’un fonds qui réduisent les émissions d’éq. CO₂ peuvent être admissibles à devenir des fonds enregistrés. Les fonds ou les programmes devront être administrés au Canada, fournir du financement pour des projets ou des activités qui appuient le déploiement ou la commercialisation de technologies ou de processus qui réduisent les émissions d’éq. CO₂, et produire des rapports annuels vérifiés accessibles au public. Toutes les contributions au fond doivent être utilisées pour des projets ou des activités qui réduisent les émissions dans une période de cinq ans à partir de la date de la contribution.

Pour les fournisseurs principaux incapables de satisfaire à leur exigence de réduction au 31 juillet suivant la fin d’une période de conformité, un marché de compensation des unités de conformité (MCU) facilitant l’acquisition des unités pour les fournisseurs principaux est également disponible. Le règlement établit un prix maximal pour les unités de conformité acquises, achetées ou transférées dans le MCU à 300 \$ en 2022 (ajusté à l’IPC) par unité de conformité. S’il n’y a pas suffisamment d’unités de conformité disponibles dans le MCU pour que tous les fournisseurs principaux puissent satisfaire à leur exigence de réduction restante, chaque fournisseur principal est alors admissible à acquérir une quantité déterminée au prorata des unités de conformité disponibles. Une fois que le MCU est épuisé de toutes les unités de conformité promises, les fournisseurs principaux ayant un déficit d’unités de conformité doivent contribuer à un programme de financement enregistré, à concurrence du maximum de 10 % de leur exigence annuelle de réduction.

Après avoir satisfait à ces obligations, le fournisseur principal peut reporter jusqu’à 10 % de son exigence de

a future compliance period, with a maximum deferral of five years. An interest of 5% is applied annually to any deferred amount.

Reporting requirements

The Regulations require the reporting of all credit trades, and all parties are required to register and keep records. Annual compliance reporting to the Minister is required for all primary suppliers and credit creators. The Regulations include verification requirements. Most significantly, regulated parties are required to obtain from an independent, accredited third-party verification body a report stating whether the information submitted is complete, compliant with the requirements, and credits and obligations are accurate and without material error. The Regulations require most submitted applications and reports to be verified by a third party, with accompanying verification reports.

Coming into force

The Regulations come into force on the date the Regulations are registered. As of this date, credit creators will be able to register and start creating credits. The annual reduction requirements come into force on July 1, 2023. The final compliance period for the federal RFR is 2022, with the final reporting and true-up period for the RFR occurring in 2023. The RFR will then be repealed on September 30, 2024.

A review of the Regulations will be undertaken. This review will conclude five years after the Regulations come into force, and will include a review of provisions on CI limits and credit creation opportunities.

Regulatory development

Since 2017, the Department has conducted hundreds of hours of group meetings, technical webinars and bilateral meetings on development of the Regulations. Stakeholders in these sessions included industry (fossil fuel producers and suppliers, low-carbon fuel producers and suppliers, emission-intensive and trade-exposed (EITE) sectors), and representatives from various other industry groups, provinces and territories, Indigenous Peoples, environmental non-governmental organizations (ENGOs), administrators of similar programs in other jurisdictions and academics.

Pre-CG1 consultation process

The Department chaired several committees, which provided a forum for active engagement with stakeholders. These committees included a Multi-Stakeholder

réduction dans une période de conformité future, pour un report maximal de cinq ans. Un taux d'intérêt de 5 % est appliqué annuellement à tout montant reporté.

Exigence en matière de rapports

Le règlement exige la déclaration de tous les échanges d'unités de conformité et toutes les parties doivent s'enregistrer et conserver des documents. Tous les fournisseurs principaux et créateurs d'unités de conformité sont tenus de présenter chaque année un rapport de conformité ou de création d'unités de conformité au ministre. Le règlement inclut des exigences de vérification. En particulier, les parties réglementées doivent obtenir d'un organisme tiers de vérification, indépendant et accrédité, un rapport énonçant si les renseignements soumis sont complets, conformes aux exigences et si les unités de conformité et obligations sont exactes et exemptes d'erreur importante. Le règlement exige que la plupart des demandes et des rapports transmis soient vérifiés par un tiers et accompagnés des rapports de vérification.

Entrée en vigueur

Le règlement entre en vigueur à la date d'enregistrement du règlement. À partir de cette date, les créateurs d'unité de conformité pourront s'enregistrer et commencer à créer des unités. L'exigence de réduction annuelle entre en vigueur le 1^{er} juillet 2023. La dernière période de conformité du RCR fédéral est 2022 et la dernière période de déclaration et de rajustement du RCR est en 2023. Le RCR sera ensuite abrogé le 30 septembre 2024.

Un examen du règlement sera entrepris. Cet examen se terminera cinq ans après l'entrée en vigueur du règlement et comprendra un examen des dispositions sur les limites d'IC et les possibilités de création d'unités de conformité.

Élaboration de la réglementation

Depuis 2017, le Ministère a tenu des centaines d'heures de réunions de groupe, de webinaires techniques et de réunions bilatérales sur l'élaboration du règlement. Les intervenants qui ont participé à ces séances comprenaient l'industrie (les producteurs et fournisseurs de combustible fossile, les producteurs et fournisseurs de combustible à faible IC, les secteurs à forte intensité d'émissions et exposés au commerce [FIEEC]) et des représentants d'autres groupes industriels divers, des provinces et territoires, des peuples autochtones, des organisations non gouvernementales environnementales (ONGE), des administrateurs de programmes similaires dans d'autres administrations et des universitaires.

Processus de consultation pré-GC I

Le Ministère a assuré la présidence de plusieurs comités, qui offraient un forum de participation active avec les intervenants. Ces comités comptaient un comité

Consultative Committee (MSCC), a Technical Working Group (TWG), and a task group specifically examining impacts to EITE sectors. Provinces and territories have also been heavily engaged in the consultations on the proposed Regulations and were participants on various committees, including a Federal-Provincial-Territorial Working Group. Engagement via these committees helped inform the more detailed aspects of the design of the proposed Regulations.

Various consultation documents were published between 2017 and 2020 to gain initial views from stakeholders on key regulatory design elements and to receive feedback on the full set of requirements and credit creation opportunities:

- February 2017: Discussion Paper on the Clean Fuel Standard
- December 2017: Regulatory Framework
- December 2018: Regulatory Design Paper
- February 2019: Cost Benefit Analysis Framework for the Clean Fuel Standard
- June 2019: Proposed Regulatory Approach

Hundreds of comments were received and analyzed to inform the development of the proposed Regulations. All publications mentioned above are accessible at the [Government of Canada's Clean Fuel Standard webpage](#).

In June 2020, the Minister announced to the TWG that the stringency of the proposed Regulations would be increased in order to ensure that the Regulations remain on track to deliver significant GHG emission reductions by 2030. Other updates included more details on quantification methods, land-use and biodiversity (LUB) criteria, the compliance fund mechanism and the CCM, and a review process of the Regulations. The Department also updated the fossil fuel baseline values based on LCA experts and TWG comments. Details of the feedback received through these consultations along with responses from the Department can be found in the Regulatory Impact Analysis Statement published in the *Canada Gazette*, Part I on December 19, 2020.

consultatif multipartite (CCM), un groupe de travail technique (GTT) et un groupe de travail opérationnel ayant pour tâche d'étudier les impacts pour les secteurs FIEEC. Les provinces et territoires ont également fortement participé aux consultations sur le projet de règlement et étaient des participants de divers comités, dont un groupe de travail fédéral-provincial-territorial. La participation par le biais de ces comités a aidé à guider les aspects les plus détaillés de la conception du projet de règlement.

On a publié divers documents de consultation entre 2017 et 2020 afin de recueillir les points de vue initiaux des intervenants sur les principaux éléments de conception réglementaire et de recevoir de la rétroaction sur l'ensemble des exigences et des possibilités de création d'unités de conformité :

- Février 2017 : document de travail sur la Norme sur les combustibles propres;
- Décembre 2017 : cadre de réglementation;
- Décembre 2018 : document de conception réglementaire;
- Février 2019 : cadre d'analyse coûts-avantages pour la Norme sur les combustibles propres;
- Juin 2019 : approche réglementaire proposée.

Des centaines de commentaires ont été reçus et analysés afin d'orienter l'élaboration du projet de règlement. Toutes les publications mentionnées ci-dessus sont accessibles sur la [page Web de la Norme sur les combustibles propres du gouvernement du Canada](#)

En juin 2020, le ministre a annoncé au groupe de travail technique que les exigences de réduction de l'IC du projet de règlement seraient plus élevées afin de garantir que le projet reste sur la bonne voie pour que d'importantes réductions d'émissions de GES puissent être atteintes d'ici 2030. Parmi les autres mises à jour, citons : davantage de détails sur les méthodes de quantification, les critères de l'UTB, le mécanisme de fonds aux fins de conformité et le MCU, et un processus d'examen du règlement. Le Ministère a également mis à jour les valeurs de base des combustibles fossiles en fonction des commentaires reçus de la part des experts de l'ACV et du GTT. Plus de détails sur les commentaires reçus lors des consultations ainsi que les réponses du Ministère face à ces commentaires se trouvent dans le Résumé de l'étude d'impact de la réglementation, publié dans *La Gazette du Canada*, Partie I, le 19 décembre 2020.

Post CG1 consultations

Analysis and responses to stakeholder feedback received on the proposed Regulations published in the *Canada Gazette, Part I*

Overview

The proposed Regulations, published in the *Canada Gazette, Part I* on December 19, 2020, initiated a 75-day comment period that ended in March 2021. The proposed Regulations were also posted on the Department's CEPA Environmental Registry website to highlight the consultation period to interested parties, which were invited to submit written comments. The Department emailed all stakeholders that had been involved in previous consultations on the Regulations. Global Affairs Canada sent a notification to the World Trade Organization to inform other countries of the publication of the proposed Regulations and the comment period.

Informational presentations for different aspects of the proposed Regulations were shared with stakeholders. This was followed by four question and answer sessions for the Technical Working Group, and one question and answer session for the MSCC. These sessions were held in January 2021, before the end of the 75-day comment period.

The Department received extensive comments from over 180 stakeholders, representing over one thousand pages of submissions. The comments were received from a broad range of domestic and international stakeholders from the oil and gas sector, low-carbon fuel sector, renewable fuel feedstock providers, zero emissions vehicle manufacturing and fuelling sectors, other industrial sectors such as EITs and aviation and railway transportation sectors, environmental non-governmental organizations, academics, think tanks, and an Indigenous organization. Overall, stakeholders were supportive of the proposed Regulations and its environmental objectives.

Primary suppliers were generally supportive of the proposed Regulations, but were concerned about the coming into force date, the availability of tools required to implement the Regulations (e.g. quantification methods, Fuel LCA Model) prior to the publication of the final Regulations, as well as the stringency of reduction requirements and the risk of credit shortage. Provinces largely echoed comments from primary suppliers. Provinces also commented extensively on the LUB criteria and expressed a desire for the Department to provide provinces with certainty that existing provincial legislation would be recognized under the Regulations as sufficient for meeting the LUB criteria. Low-carbon fuel producers, while supportive

Consultations post-GC I

Analyse et réponses aux commentaires reçus des intervenants sur le projet de règlement publié dans la partie I de la *Gazette du Canada*

Aperçu

Le projet de règlement, publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* le 19 décembre 2020, a donné lieu à une période de commentaires de 75 jours qui s'est terminée en mars 2021. Le projet de règlement a également été publié sur le site Web du registre environnemental de la LCPE du Ministère afin d'attirer l'attention des intervenants sur la période de consultation, lesquels ont été invités à soumettre des commentaires écrits. Le Ministère a envoyé un courriel à tous les intervenants qui avaient pris part aux consultations précédentes sur le règlement. Affaires mondiales Canada a envoyé un avis à l'Organisation mondiale du commerce pour informer les autres pays de la publication du projet de règlement et de la tenue de la période de commentaires.

Des présentations informatives sur les différents aspects du projet de règlement ont été mises à la disposition des intervenants. Par la suite, il y a eu quatre séances de questions et réponses pour le GTT et une séance de questions et réponses pour le CCM. Ces séances ont eu lieu en janvier 2021, avant la fin de la période de commentaires de 75 jours.

Le Ministère a reçu des commentaires détaillés de plus de 180 intervenants, ce qui représente plus de mille pages de commentaires. Les commentaires venaient d'un large éventail d'intervenants nationaux et internationaux du secteur pétrolier et gazier, du secteur des combustibles à faible IC, de fournisseurs de charges d'alimentation de carburant renouvelable, des secteurs de la fabrication et du ravitaillement en combustible de véhicules zéro émission, d'autres secteurs industriels tels que les secteurs FIEEC et les secteurs du transport aérien et ferroviaire, d'ONGE, d'universitaires, de groupes de réflexion et d'une organisation autochtone. Dans l'ensemble, les intervenants ont soutenu le projet de règlement et ses objectifs environnementaux.

Les fournisseurs principaux étaient généralement favorables au projet de règlement, mais ils étaient préoccupés par la date d'entrée en vigueur, la disponibilité des outils nécessaires à la mise en œuvre du règlement (p. ex. les méthodes de quantification, le modèle ACV des combustibles) avant la publication de la version définitive du règlement ainsi que par le niveau élevé des exigences de réduction et le risque d'un manque d'unités de conformité. Les provinces ont fourni, en grande partie, des commentaires semblables à ceux des fournisseurs principaux. Ces dernières ont aussi fourni plusieurs commentaires sur les critères d'UTB et exprimé le désir que le Ministère leur assure que les lois provinciales existantes seraient

of the proposed Regulations, expressed concerns that the signal for renewable fuel production will be too small and recommended that limits should be imposed to ensure a stronger signal (e.g. limits on credit flexibilities, back-stop provisions to ensure minimum credits are created from Compliance Category 2, supplying low-carbon fuels, and Compliance Category 3, supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies). Along with renewable fuel feedstock providers, they also recommended legislative recognition under the LUB criteria for provinces and the U.S. be provided prior to the publication of the final Regulations.

Reduction requirements, scope and timelines

Scope

A vast majority of stakeholders were supportive of the decision to reduce the scope of the requirements to liquid fuels only, which was announced with the publication of the proposed Regulations. However, a small number of provinces and stakeholders in the low carbon-intensity fuel and feedstock industry noted that the absence of CI reduction requirements for gaseous and solid fossil fuels would result in the loss of an economic opportunity.

A number of stakeholders asked for a further reduction in the scope of the Regulations. In particular, several stakeholders, including primary suppliers, some provinces and non-governmental organizations, suggested that changes be made to address the disproportionate impact on consumers relying on home heating oil. Some stakeholders suggested that the scope of the Regulations be reduced to transportation fuels only, while others proposed to exempt the liquid fossil fuels used by EITE industrial sectors. The Indigenous organization that submitted comments supported reinstating the gaseous and solid fossil fuel requirements.

To address these concerns and in the context of the continued increase to the carbon price, the scope of the Regulations has been narrowed to gasoline and diesel, liquid fossil fuels used predominately in transportation. The reduction requirements for heavy oil, light oil and kerosene were removed. An exclusion was added for fuel used in space heating. Other parts of the Regulation were also adjusted to ensure consistency with the reduced scope,

reconnues comme suffisantes pour répondre aux critères d'UTB en vertu du règlement. Bien que les producteurs de combustible à faible IC soient favorables au projet de règlement, ils ont exprimé des inquiétudes quant au fait que le signal pour la production de carburants renouvelables sera trop faible et ont recommandé que des limites soient imposées afin d'assurer un signal plus fort (p. ex. des limites sur la flexibilité pour la création d'unités de conformité, des dispositions de protection pour s'assurer qu'un nombre minimum d'unités de conformité soient créées à partir de la catégorie de conformité 2, fourniture de combustibles à faible IC, et de la catégorie de conformité 3, fourniture de combustibles et d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe). Tout comme les fournisseurs de charges d'alimentation pour la production de carburant renouvelable, les producteurs de combustible à faible IC ont aussi recommandé que la reconnaissance législative en vertu des critères d'UTB pour les provinces et les États-Unis soit confirmée avant la publication de la version définitive du règlement.

Exigences de réduction, portée et délais

Portée

La grande majorité des intervenants ont soutenu la décision de limiter la portée des exigences aux combustibles liquides uniquement, laquelle a été annoncée lors de la publication du projet de règlement. Toutefois, un petit nombre de provinces et d'intervenants de l'industrie des combustibles à faible IC et des charges d'alimentation pour ces combustibles ont fait remarquer que l'absence d'exigences de réduction de l'IC pour les combustibles fossiles gazeux et solides entraînerait la perte de possibilités économiques.

Des intervenants ont demandé qu'on limite davantage la portée du règlement. En particulier, plusieurs intervenants, y compris des fournisseurs principaux, certaines provinces et des organisations non gouvernementales, ont suggéré que l'on apporte des changements pour atténuer les effets disproportionnés sur les consommateurs dépendant du mazout pour le chauffage résidentiel. Certains intervenants ont proposé de limiter la portée du règlement aux combustibles utilisés dans le transport, tandis que d'autres ont proposé d'exempter les combustibles fossiles liquides utilisés par les secteurs industriels FIEEC. L'organisation autochtone qui a soumis des commentaires était favorable au rétablissement des exigences relatives aux combustibles fossiles gazeux et solides.

Pour répondre à ces préoccupations, et dans le contexte de l'augmentation continue du prix sur la pollution par le carbone, la portée du règlement a été davantage limitée pour couvrir seulement l'essence et le diesel, des combustibles fossiles liquides utilisés principalement dans le transport. On a supprimé les exigences de réduction pour le mazout lourd, le mazout léger et le kérosène. Une exclusion a été ajoutée pour le combustible utilisé pour le

such as removing crediting opportunities for emission-reduction projects conducted along the lifecycle of gaseous and solid fossil fuels.

The Regulations provide an exclusion for liquid fossil fuels used for power generation in remote locations. This change is in recognition of the challenges with supplying low carbon-intensity fuels in remote locations, in line with the exclusion for fuels used in remote communities and with the narrowing of the scope to liquid fossil fuels used mainly in transportation.

Coming into force

A number of primary suppliers and provinces expressed concerns with the proposed coming into force date. One of the key concerns was that key tools needed to implement the Regulations (e.g. the Fuel LCA model, the quantification methods) would not be made available by the Department sufficiently in advance of the coming into force. As such, regulated parties and voluntary credit creators would not have enough time to undertake compliance and credit project planning prior to the coming into force of the Regulations.

To address some of these concerns, the CI reduction requirements in the final Regulations will come into force on July 1, 2023, instead of December 1, 2022. Credit creation would begin as of the date the Regulations are registered. This was done in order to allow credit creators approximately one year for early credit creation prior to the coming into force of the annual reduction requirements.

Annual carbon intensity reduction requirements

A number of primary suppliers have expressed concerns regarding the overall stringency of the proposed Regulations and on the trajectory of the annual CI reduction requirements. On the other hand, some non-government organizations, low CI fuel producers and EV charging stakeholders recommended more stringent reduction requirements, especially in the early years.

In March 2022, the Department proposed increasing the CI reduction target from 12 to 14 gCO₂e/MJ in 2030, which represents a decrease of approximately 15% in CI below

chauffage des locaux. D'autres parties du règlement ont également été ajustées pour assurer la cohérence avec la portée limitée, notamment en supprimant la possibilité de créer des unités de conformité par la réalisation de projets de réduction des émissions menés tout au long du cycle de vie des combustibles fossiles gazeux et solides.

Le règlement prévoit une exclusion pour les combustibles fossiles liquides utilisés pour la production d'électricité dans des endroits éloignés. Ce changement tient compte des défis que pose l'approvisionnement en combustibles à faible IC dans les régions éloignées et est cohérent avec l'exclusion des combustibles utilisés dans les communautés éloignées et avec la portée du règlement qui est limitée aux combustibles fossiles liquides utilisés principalement dans le transport.

Entrée en vigueur

Un certain nombre de fournisseurs principaux et de provinces ont exprimé leurs préoccupations quant à la date d'entrée en vigueur proposée. L'une des préoccupations importantes tenait au fait que les principaux outils nécessaires à la mise en œuvre du règlement (p. ex. le modèle ACV des combustibles, les méthodes de quantification) ne seraient pas rendus accessibles par le Ministère assez tôt avant l'entrée en vigueur. Par conséquent, les parties réglementées et les créateurs volontaires d'unités de conformité n'auraient pas suffisamment de temps, avant l'entrée en vigueur du règlement, pour réaliser la planification des projets nécessaires pour se conformer et pour créer des unités de conformité.

Pour répondre à certaines de ces préoccupations, l'exigence de réduction de l'IC de la version définitive du règlement entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2023 au lieu du 1^{er} décembre 2022. La création des unités de conformité débiterait à la date d'enregistrement du règlement. Cette mesure permet d'accorder un délai d'environ un an aux créateurs d'unités de conformité pour la création anticipée de ces unités avant l'entrée en vigueur des exigences annuelles de réduction.

Exigences annuelles de réduction de l'intensité en carbone

Certains fournisseurs principaux craignaient que le projet règlement soit trop sévère de façon générale et ont exprimé leurs préoccupations quant à la trajectoire des exigences annuelles de réduction de l'IC. En revanche, des organisations non gouvernementales, des producteurs de combustible à faible IC et des intervenants de la recharge des véhicules électriques (VE) ont recommandé des exigences de réduction plus strictes, surtout au cours des premières années.

En mars 2022, le Ministère a proposé de faire passer l'objectif de réduction de l'IC de 12 à 14 grammes d'équivalent CO₂ par mégajoule (g éq. CO₂/MJ) en 2030, ce qui

2016 levels. The initial CI reduction requirement was changed from 2.4 gCO₂e/MJ in 2022, increasing annually by 1.2 gCO₂e/MJ, to 3.5 gCO₂e/MJ in 2023, increasing annually by 1.5 gCO₂e/MJ. These changes ensure that the final Regulations send a strong signal to the market for new, clean investments. Since the publication of the proposed Regulations, the number and impact of complementary measures the Government has announced or implemented has increased significantly. In this context, the increased target and trajectory of the final Regulations is needed to continue delivering significant incremental reductions that would help Canada meet its 2030 emissions reductions target of 40 to 45 percent reduction below 2005 levels and net-zero emissions by 2050. This proposal was communicated to stakeholders via an information session open to the MSCC as well as other interested parties. Generally, stakeholders understood the rationale for increasing the stringency and were supportive of moving forward with finalizing the Regulations.

Compliance Category 1

Crediting period

Some primary suppliers and provinces expressed concerns about the requirements related to the crediting period for emission-reduction projects under Compliance Category 1. For example, some stakeholders opposed the rule that a project would cease to receive credits if the activity it undertakes becomes required under federal or provincial legislation. These stakeholders recommended that the crediting period, once established, should not be modified even if the action becomes required by legislation.

Other stakeholders recommended that the Department remove the crediting period limit – which was set at 20 years for carbon capture and storage projects and at 10 years for other project types, with a potential 5-year renewal – meaning that projects would continue to create credits as long as they are operational.

The Department did not modify the crediting period requirements in the final Regulations. The Department considers that these requirements are necessary to ensure project types remain additional. Furthermore, the Department had already extended the crediting period for the proposed Regulations compared to previous drafts to provide improved investment certainty for investors.

représente une diminution d'environ 15 % de l'IC par rapport aux niveaux de 2016. Dans le projet de règlement, l'exigence initiale de réduction de l'IC était de 2,4 g éq. CO₂/MJ en 2022, avec une augmentation annuelle de 1,2 g éq. CO₂/MJ. Dans la version définitive du règlement, l'exigence initiale de réduction de l'IC est maintenant de 3,5 g éq. CO₂/MJ en 2023, avec une augmentation annuelle de 1,5 g éq. CO₂/MJ. Ces changements garantissent que la version définitive du règlement envoie un signal fort au marché pour de nouveaux investissements propres. Depuis la publication du projet de règlement, le nombre de mesures complémentaires annoncées ou mises en œuvre par le gouvernement et leur incidence a considérablement augmenté. Dans ce contexte, l'augmentation de l'objectif et de la trajectoire de la version définitive du règlement est nécessaire pour continuer d'effectuer d'importantes réductions supplémentaires qui aideraient le Canada à atteindre son objectif de réduction des émissions en 2030, soit une réduction de 40 à 45 % par rapport aux niveaux de 2005, et la carboneutralité d'ici 2050. La proposition a été communiquée aux intervenants lors d'une session d'information ouverte au CCM ainsi qu'aux autres parties intéressées. De façon générale, les intervenants ont compris la raison pour laquelle il fallait augmenter les exigences et étaient en faveur d'aller de l'avant pour finaliser le règlement.

Catégorie de conformité 1

Période de création d'unités de conformité

Des fournisseurs principaux et des provinces ont exprimé des inquiétudes quant aux exigences liées à la période de création d'unités de conformité pour les projets de réduction des émissions au titre de la catégorie de conformité 1. Par exemple, certains intervenants se sont opposés à la règle selon laquelle un projet cesserait de recevoir des unités de conformité si l'activité entreprise devenait obligatoire en vertu de la législation fédérale ou provinciale. Ces intervenants ont recommandé que la période de création d'unités de conformité, une fois établie, ne soit pas modifiée, même si la mesure est requise par la loi.

D'autres intervenants ont recommandé au Ministère de supprimer la limite de la période de création d'unités de conformité – qui a été fixée à 20 ans pour les projets de capture et de stockage du carbone et à 10 ans pour les autres types de projets, avec une possibilité de renouvellement de 5 ans – ce qui signifie que les projets continueraient à créer des unités de conformité tant qu'ils sont opérationnels.

Le Ministère n'a pas modifié les exigences relatives à la période de création d'unités de conformité dans la version définitive du règlement. Il considère que ces exigences sont nécessaires pour faire en sorte que les types de projets restent additionnels. En outre, le Ministère avait déjà prolongé la période de création d'unités de conformité pour le projet de règlement par rapport aux versions

Additionality criteria

For all quantification methods other than the generic method, additionality would be assessed during the development of the quantification method at the project type level and would take into account many factors, including whether an action is required by another Canadian law or regulation; technological and financial barriers; and, the market penetration rate of the technology or practice. Quantification methods would be periodically reviewed for additionality and maintained, modified or withdrawn as activities evolve. The additionality assessment is described in the Quantification Method Development Guidance Document. This document was published along with the proposed Regulations and was part of the consultations. Several stakeholders commented on the additionality criteria used in this assessment. Some stakeholders, including some primary suppliers and some provinces, asked that the Department make the criteria less stringent, for example by increasing the penetration rate used to determine whether a project type is additional or by removing the additionality criteria altogether. Other stakeholders, such as environmental non-governmental organizations, recommended making the additionality criteria more stringent by, for example, using a financial test to determine additionality even when the penetration rate is lower than 5% or 5 facilities.

The Department did not change the criteria used in the additionality assessment for the development and review of specific quantification methods. These criteria are needed to ensure the Regulations result in real emissions reductions. Earlier changes to the criteria already made the additionality test less burdensome for sectors with few entities. For example, adding the possibility of demonstrating additionality by using a penetration rate of no more than five facilities having adopted a technology in a given sector provides more flexibility in the assessment of additionality.

Trade

Several stakeholders commented on the treatment of imported and exported fossil fuels under the proposed Regulations.

Regarding imported fossil fuels, a number of stakeholders in the oil and gas sector commented on the requirement that emission-reduction projects be conducted in Canada

précédentes afin d'offrir une plus grande certitude aux investisseurs.

Critères d'additionnalité

Pour toutes les méthodes de quantification autres que la méthode de quantification générique, le caractère additionnel d'un projet serait évalué pendant l'élaboration de la méthode de quantification au niveau du type de projet et tiendrait compte de nombreux facteurs, y compris si une mesure est requise par une autre loi ou un autre règlement canadien; les obstacles technologiques et financiers; et le taux de pénétration sur le marché de la technologie ou de la pratique. Les méthodes de quantification feraient l'objet d'un examen périodique pour ce qui est du caractère additionnel du type de projet et seraient maintenues, modifiées ou retirées au fur et à mesure que les activités évoluent. L'évaluation du caractère additionnel d'un type de projet est détaillée dans le *Document d'orientation sur l'élaboration des méthodes de quantification*. Ce document a été publié en même temps que le projet de règlement et a également fait partie des consultations. Plusieurs intervenants ont fait des commentaires sur les critères d'additionnalité utilisés dans cette évaluation. Certains intervenants, y compris des fournisseurs principaux et des provinces, ont demandé au Ministère de modifier les critères pour qu'ils soient moins stricts, par exemple en augmentant le taux de pénétration utilisé pour déterminer si un type de projet est additionnel ou de complètement supprimer tous les critères. D'autres intervenants, comme des ONGE, ont recommandé d'avoir des critères plus stricts en utilisant, par exemple, un critère financier pour déterminer le caractère additionnel d'un type de projet, même lorsque le taux de pénétration est inférieur à 5 % ou à 5 installations.

Le Ministère n'a pas modifié les critères utilisés pour évaluer le caractère additionnel d'un type de projet pendant l'élaboration et l'examen des méthodes de quantification spécifiques. Ces critères sont nécessaires pour garantir que le règlement entraîne de réelles réductions des émissions. Des modifications antérieures des critères avaient déjà rendu l'évaluation du caractère additionnel d'un type de projet moins contraignante pour les secteurs comptant peu d'entités. Par exemple, l'ajout de la possibilité de démontrer le caractère additionnel d'un type de projet en utilisant un taux de pénétration d'au plus cinq installations ayant adopté une technologie dans un secteur donné permet une évaluation plus flexible.

Commerce

Plusieurs intervenants ont commenté le traitement des combustibles fossiles importés et exportés dans le cadre du projet de règlement.

En ce qui concerne les combustibles fossiles importés, certains intervenants du secteur pétrolier et gazier se sont prononcés sur l'exigence selon laquelle les projets de

in order to be eligible for credit creation under the Regulations. These stakeholders asked that emission-reduction projects conducted partially and/or completely outside Canada also be recognized for credit creation.

The final Regulations enable credit creation for emission-reduction projects at foreign facilities that produce liquid fossil fuels or crude oil, for the portion of fuel or crude oil supplied to Canada. An agreement will have to be in place between the Department and the foreign jurisdiction where the project is conducted to ensure projects from that jurisdiction are comparable to Canadian projects in effectiveness and meet the objectives of the Regulations. This will ensure credit creation opportunities align with the objective of the Regulations, which is to reduce emissions for fuels used in Canada.

A number of stakeholders from the low-CI fuel sector, EV charging industry, and ENGOs expressed that emission reduction projects should not create credits for the portion of fossil fuels or crude oil that is exported. Regulated parties expressed concern about a related issue, specifically, a large supply of credits from carbon capture and storage projects in the oil and gas sector suppressing credit price.

For the final Regulations, the ability for emission reduction projects to create credits for the portion of fossil fuels or crude oil that is exported has been removed from the Regulations. This reinforces the policy objective to reduce emissions from fuels used in Canada, while also bringing treatment of exported fossil fuels in line with the treatment of exported low-CI fuels, which are not credited under the Regulations. Low carbon fuel standards in other jurisdictions also do not credit actions associated with exported fossil fuels or crude oil.

Generic quantification method

Many stakeholders commented on the requirements related to the generic quantification method. Several stakeholders, including stakeholders from the oil and gas sector, other industrial sectors and provinces, wanted more flexibility. In particular, they asked for the removal of the 10% limit on credits from the generic quantification method that can be used annually to meet reduction requirements. Some stakeholders, such as renewable fuels industry members and non-governmental organizations,

réduction des émissions doivent être menés au Canada afin d'être admissibles à la création d'unités de conformité au titre du règlement. Ces intervenants ont demandé que les projets de réduction des émissions menés partiellement ou complètement à l'extérieur du Canada soient également reconnus pour la création d'unités de conformité.

La version définitive du règlement autorise la création d'unités de conformité pour les projets de réduction des émissions dans les installations étrangères qui produisent des combustibles fossiles liquides ou du pétrole brut, pour la portion de combustible ou de pétrole brut fournie au Canada. Un accord devra être conclu entre le Ministère et l'administration étrangère où le projet est réalisé afin de s'assurer que les projets de cette administration sont comparables aux projets canadiens en termes d'efficacité et qu'ils répondent aux objectifs du règlement. Cela permettra de s'assurer que les possibilités de création d'unités de conformité sont cohérentes avec l'objectif du règlement, qui consiste à réduire les émissions des combustibles utilisés au Canada.

Un certain nombre d'intervenants du secteur des combustibles à faible IC, de l'industrie de la recharge des VE et des ONGE ont mentionné que les projets de réduction des émissions ne devraient pas pouvoir créer des unités de conformité pour la portion de combustibles fossiles ou de pétrole brut exportée. Les parties réglementées ont fait part de leurs inquiétudes concernant un enjeu connexe, notamment un grand nombre d'unités de conformité créées par des projets de captage et de stockage du carbone dans le secteur pétrolier et gazier qui mettrait une pression à la baisse sur le prix des unités de conformité.

Dans la version définitive du règlement, les projets de réduction des émissions ne peuvent plus créer d'unités de conformité pour la portion de combustibles fossiles ou de pétrole brut exportée. Cela renforce l'objectif politique visant à réduire les émissions des combustibles utilisés au Canada, tout en harmonisant le traitement des combustibles fossiles exportés avec le traitement de combustibles à faible IC exportés qui ne peuvent pas créer d'unités de conformité au titre du règlement. Les mesures associées aux combustibles fossiles ou au pétrole brut exportés ne sont pas non plus admissibles à la création d'unités de conformité au titre des normes sur les combustibles à faible IC d'autres administrations.

Méthode de quantification générique

De nombreux intervenants ont commenté les exigences liées à la méthode de quantification générique. Plusieurs intervenants, notamment des intervenants du secteur pétrolier et gazier, d'autres secteurs industriels et des provinces, souhaitent davantage de flexibilité. En particulier, ils ont demandé que l'on élimine la limite pour les unités de conformité créées au titre de la méthode de quantification générique qui peuvent être utilisées pour satisfaire jusqu'à 10 % des exigences annuelles de

requested more stringency, for example by decreasing the 10% limit or by increasing additionality requirements. Other stakeholders suggested improving clarity on the use of the generic quantification method.

Several sections have been added to the Regulations to clarify the rules applying to the use of the generic quantification method as well as the process and conditions to transition from the generic quantification method to a specific quantification method.

However, the Department did not change the 10% limit. Placing a credit limit of 10% while applying separate and more streamlined additionality criteria at the project level for the generic quantification method provides compliance flexibility while mitigating risks associated with the streamlined additionality assessment. In addition, requests can be made to the Department for the development of a new specific quantification method for a project type that is considered additional. When a new specific quantification method is adopted, projects covered under the generic quantification method can transition to the new specific quantification method and the credits created in accordance with this new specific quantification method would not be subject to the 10% limit.

Hydrogen

Several primary suppliers and a province have advocated for consistent treatment of hydrogen regardless of where it is produced (i.e. standalone hydrogen production facility versus a refinery). They have also recommended that opportunities for hydrogen as a fuel and feedstock be expanded and prioritized under the Regulations, including by prioritizing the development of a hydrogen quantification method.

For standalone hydrogen plants supplying low-CI fuel or hydrogen used as an energy source in fuel cell vehicles, the Department simplified the approach by including both combustion emissions and process emissions that are captured for CCS or EOR in the determination of the CI of hydrogen using the Fuel LCA Model. In the proposed Regulations, captured combustion emissions were credited under the quantification method for CO₂ capture and permanent storage. In addition, the Department is also working on developing a hydrogen-specific quantification method with expert reviewers to allow additional credit

réduction. Certains intervenants, comme des membres de l'industrie des combustibles renouvelables et des organisations non gouvernementales, ont demandé des exigences plus sévères, par exemple en diminuant la limite de 10 % ou en imposant plus d'exigences pour assurer le caractère additionnel des projets. D'autres intervenants ont suggéré de clarifier les règles applicables à l'utilisation de la méthode de quantification générique.

Plusieurs articles au règlement ont été ajoutés afin de clarifier les règles applicables à l'utilisation de la méthode de quantification générique ainsi que le processus et les conditions à respecter pour passer de la méthode de quantification générique à une méthode de quantification spécifique.

Toutefois, le Ministère n'a pas modifié la limite de 10 %. Mettre une limite de 10 % sur l'utilisation des unités de conformité tout en appliquant des critères d'additionnalité distincts et plus rationalisés au niveau du projet pour la méthode de quantification générique permet une flexibilité de conformité tout en atténuant les risques associés à l'évaluation rationalisée du caractère additionnel du projet. De plus, il est possible de demander au Ministère d'élaborer une nouvelle méthode de quantification spécifique pour un type de projet considéré être additionnel. Lorsqu'une nouvelle méthode de quantification spécifique est adoptée, les projets qui créent des unités de conformité au titre de la méthode de quantification générique peuvent passer à la nouvelle méthode de quantification spécifique, et les unités de conformité créées conformément à cette nouvelle méthode de quantification spécifique ne sont pas assujetties à la limite de 10 %.

Hydrogène

Plusieurs fournisseurs principaux et une province ont préconisé un traitement uniforme de l'hydrogène, quel que soit l'endroit où il est produit (c.-à-d. une installation autonome de production d'hydrogène par rapport à une raffinerie). Ils ont également recommandé que les possibilités d'utilisation de l'hydrogène comme combustible et charge d'alimentation soient élargies et qu'on leur accorde la priorité dans le cadre du règlement, notamment en priorisant l'établissement d'une méthode de quantification pour l'hydrogène.

Pour les installations autonomes de production d'hydrogène fournissant des combustibles à faible IC ou de l'hydrogène comme source d'énergie pour des véhicules à pile à hydrogène, le Ministère a simplifié l'approche en incluant les émissions de combustion et de procédé qui sont captées pour le CSC ou la RAH dans la détermination de l'IC de l'hydrogène en utilisant le modèle ACV des combustibles. Dans le projet de règlement, les émissions de combustion captées créaient des unités de conformité au titre de la méthode de quantification pour le captage et le stockage permanent du CO₂. De plus, le Ministère

creation opportunities for hydrogen. The final quantification method is anticipated in summer 2022.

Compliance Category 2

Carbon capture and storage at low-CI fuel production facilities

Similar to comments provided regarding emission-reduction projects in the oil and gas sector, many stakeholders in the low-CI fuel and the oil and gas sectors asked for the recognition of carbon capture and storage projects undertaken at low-CI fuel production facilities outside Canada for credit creation under the Regulations. Several of these stakeholders also recommended that credit creation for this project type be calculated with the Fuel LCA Model instead of a quantification method.

In response to these comments, the Regulations will recognize carbon capture and storage projects at low-CI fuel production facilities outside Canada. Reductions from these projects will be incorporated in the CI of the low carbon-intensity fuel and will be calculated via the Fuel LCA Model. The reductions associated with CCS and EOR will be included in the Fuel LCA Model in 2024 when a new version of the Fuel LCA Model will be published for the Regulations. At that time, low-CI fuel producers would be able to request a credit adjustment for any amount of fuel supplied in Canada since the registration of the Regulations or the start of the CCS or EOR projects, if the projects start after the registration of the regulations. In order to be incorporated in the CI, the CCS and EOR project would have to be conducted in a jurisdiction that has relevant regulations in place to ensure permanent storage.

Land use and biodiversity criteria

Legislative recognition

Several stakeholders in Canada and in the U.S., including provinces, renewable fuel producers and feedstock producers, argued that crops grown in Canada and the U.S. already meet strict environmental standards and thus they should automatically be granted aggregate compliance with the LUB criteria. Alternatively, if the Department was not able to provide this automatic aggregate

travaille à l'élaboration d'une méthode de quantification propre à l'hydrogène avec des examinateurs experts afin d'accroître les possibilités de création d'unités de conformité pour l'hydrogène. La version définitive de la méthode de quantification est prévue pour l'été 2022.

Catégorie de conformité 2

Captage et stockage du carbone dans les installations de production de combustibles à faible intensité en carbone

Dans le même ordre d'idée que les commentaires fournis à propos des projets de réduction des émissions dans le secteur pétrolier et gazier, de nombreux intervenants du secteur des combustibles à faible IC et du secteur pétrolier et gazier ont demandé que les projets de captage et de stockage du carbone entrepris dans des installations de production de combustibles à faible IC à l'extérieur du Canada soient admissibles à la création d'unités de conformité au titre du règlement. Plusieurs de ces intervenants ont aussi recommandé que les unités de conformité pour ce type de projet soient calculées à l'aide du modèle ACV des combustibles plutôt que conformément à une méthode de quantification.

En réponse à ces commentaires, le règlement reconnaîtra les projets de captage et de stockage du carbone dans les installations de production de combustible à faible IC à l'extérieur du Canada. Les réductions découlant de ces projets seront comprises dans l'IC du combustible à faible IC et seront calculées à l'aide du modèle ACV des combustibles. Les réductions associées au captage et au stockage du carbone (CSC) et à la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) seront incluses dans le modèle ACV des combustibles en 2024, lorsqu'une nouvelle version du modèle ACV des combustibles sera publiée aux fins du règlement. À ce moment-là, les producteurs de combustible à faible IC pourront demander un ajustement des unités de conformité pour toute quantité de combustible fournie au Canada depuis l'enregistrement du règlement ou le début des projets de CSC ou de RAH, si les projets débutent après l'enregistrement du règlement. Pour être inclus dans l'IC, les projets de CSC et de RAH doivent être menés dans une administration disposant d'une réglementation pertinente pour assurer un stockage permanent.

Critères d'utilisation des terres et de la biodiversité

Reconnaissance législative

Plusieurs intervenants au Canada et aux États-Unis, y compris les provinces, les producteurs de combustibles à faible IC et les producteurs de charges d'alimentation, ont fait valoir que les cultures produites au Canada et aux États-Unis respectent déjà des normes environnementales strictes et que l'on devrait automatiquement attester de leur conformité globale avec les critères d'UTB. Par

compliance, these stakeholders argued that the Department should develop a framework to recognize if provinces and the U.S. meet LUB criteria. They also asked that the Department indicate whether provincial and U.S. legislation would be recognized as meeting the criteria in advance of the publication of the final Regulations.

The Department undertook a high-level review of provincial and territorial legislations and met with provinces and territories to discuss its findings and seek feedback.

The Regulations enable governments to apply to the Minister to be recognized as meeting one or all criteria by referencing existing national and/or sub-national (e.g. provinces, territories, states) legislations, regulations, or legal obligations as defined by binding agreements. National or sub-national jurisdictions would have to apply to the Minister to be recognized as meeting one or all criteria by citing an existing equivalent national or sub-national legislation, or other government imposed legal requirement.

Certification schemes

Several comments were received from provinces, low-CI fuel producers and feedstock providers regarding certification schemes for LUB criteria. For example, some stakeholders asked that the Department accept existing certification schemes, regardless of whether they align with LUB criteria. Other stakeholders recommended that the Department streamline the regulatory burden when establishing certification schemes that meet LUB criteria. It was also suggested that the potential for site visits for the purposes of verification be removed when establishing certification schemes that meet LUB criteria.

Where certification schemes meet accreditation standards outlined in the Regulations, certification bodies will be able to apply to the Minister to have the certification scheme recognized as meeting one or more LUB criteria.

Additional feedstock exemption

A number of provinces commented on additional types of feedstock that could be exempted from the LUB criteria. These feedstock types include feedstocks from damaged crops and primary residues (e.g. the corn stalk in the case of corn).

ailleurs, ces intervenants ont fait valoir que si le Ministère n'était pas en mesure d'attester de cette conformité globale automatique, il devrait élaborer un cadre pour reconnaître si les provinces et les États-Unis satisfont aux critères d'UTB. Ils ont également demandé au Ministère de préciser si les lois provinciales et américaines seraient reconnues comme répondant aux critères avant la publication de la version définitive du règlement.

Le Ministère a entrepris un examen général des lois provinciales et territoriales et s'est entretenu avec les provinces et les territoires pour discuter de ses conclusions et obtenir de la rétroaction.

Le règlement permet aux gouvernements de présenter une demande au ministre afin qu'il reconnaisse leur respect de l'un ou de l'ensemble des critères en se référant aux lois, aux règlements ou aux obligations juridiques nationaux ou infranationaux (p. ex. provinces, territoires, États) en place, tels que définis par des ententes exécutoires. Les administrations nationales ou infranationales devront présenter une demande au ministre pour qu'il reconnaisse leur respect de l'un ou de l'ensemble des critères en invoquant une loi équivalente existant au niveau national, ou infranational, ou toute autre exigence légale imposée par un gouvernement.

Systèmes de certification

Plusieurs commentaires ont été reçus de la part des provinces, des producteurs de combustible à faible IC et des fournisseurs de charges d'alimentation concernant les systèmes de certification pour les critères d'UTB. Par exemple, certains intervenants ont demandé que le Ministère accepte les systèmes de certification existants, qu'ils soient conformes ou non aux critères d'UTB. D'autres intervenants ont recommandé au Ministère de simplifier le fardeau réglementaire lors de l'établissement de systèmes de certification qui répondent aux critères d'UTB. Il a également été suggéré d'éliminer la possibilité de visites des lieux aux fins de vérification lors de l'établissement de systèmes de certification répondant aux critères d'UTB.

Pour les systèmes de certification qui satisfont aux normes d'accréditation décrites dans le règlement, les organismes de certification pourront demander au ministre de reconnaître que le système de certification répond à un ou plusieurs critères d'UTB.

Exemption supplémentaire pour les charges d'alimentation

Plusieurs provinces ont formulé des commentaires sur d'autres types de charges d'alimentation qui pourraient être exemptées des critères d'UTB. Ces types de charges d'alimentation comprennent les charges d'alimentation issues de cultures endommagées et les résidus primaires (par exemple la tige de maïs dans le cas du maïs).

After considering these comments, the Department determined that agricultural and forest residues, damaged crops, and forest biomass from fire prevention and protection activities were of low concern regarding impacts on land use. As such these feedstock types have been moved to a category of feedstocks subject to reduced LUB provisions.

Compliance Category 3

Change default credit creator for electric vehicle charging

The proposed Regulations identified charging network operators as the default credit creators for residential and public electric vehicle charging, and charging site hosts for electric vehicle charging that is neither residential nor public. Stakeholders from various sectors (e.g. auto manufacturers, charging network operators, utility companies) commented that the Department should change the default credit creator for residential and public electric vehicle charging to automakers, utilities, or charging site hosts, while others were in favour of maintaining charging network operators as the default credit creators for residential and public electric vehicle charging.

For the final Regulations, the Department has not changed these proposed default credit creators for electric vehicle charging, as this approach provides flexibility by enabling any company to operate as a network operator alone or through investments or partnerships for residential and public charging. Naming one type of credit creator as the default reduces the risk of double counting electricity that could otherwise result from multiple potential credit creators. Additionally, this approach simplifies regulatory requirements and reduces burden, as charging network operators generally operate at a large scale (e.g. nationwide or province-wide), and maintain ownership of the data associated with charging activities. The typical national/provincial scale of charging network operators also provides additional opportunities for public charging expansion by collaborating with site hosts who otherwise may not have the scale or operational capacity to quantify their charging quantity, register and report under the Regulations, trade those credits to other participants, and meet revenue reinvestment requirements.

Après avoir examiné ces commentaires, le Ministère a déterminé que les résidus agricoles et forestiers, les cultures endommagées et la biomasse forestière provenant des activités de prévention et de protection contre les incendies étaient peu préoccupants en ce qui concerne l'incidence sur l'utilisation des terres. Ces types de charges d'alimentation sont donc passés dans une catégorie de charges d'alimentation soumises à un nombre réduit de dispositions quant à l'UTB.

Catégorie de conformité 3

Modifier le créateur d'unités de conformité par défaut pour la recharge des véhicules électriques

Le projet de règlement désignait les exploitants de réseaux de recharge en tant que créateur d'unités de conformité par défaut pour la recharge résidentielle et publique des véhicules électriques, et les hôtes de sites de recharge pour la recharge des véhicules électriques qui n'est ni résidentielle ni publique. Les intervenants de divers secteurs (par exemple les constructeurs automobiles, les exploitants de réseaux de recharge, les sociétés de services publics) ont mentionné que le Ministère devrait changer le créateur d'unités de conformité par défaut pour la recharge résidentielle et publique des véhicules électriques et accorder ce statut aux constructeurs automobiles, aux services publics ou aux hôtes de sites de recharge. D'autres intervenants étaient en faveur du maintien des exploitants de réseaux de recharge comme créateurs d'unités de conformité par défaut pour la recharge résidentielle et publique des véhicules électriques.

Pour la version définitive du règlement, le Ministère n'a apporté aucune modification aux créateurs d'unités de conformité par défaut qui étaient proposés pour la recharge des véhicules électriques, car cette approche offre une flexibilité en permettant à toute entreprise d'opérer en tant qu'exploitant de réseau, soit seul ou par le biais d'investissements ou de partenariats pour la recharge résidentielle et publique. Le fait de désigner un seul type de créateur d'unités de conformité par défaut réduit le risque de compter en double l'électricité qui pourrait provenir de plusieurs créateurs d'unités de conformité potentiels. De plus, cette approche simplifie les exigences réglementaires et réduit le fardeau administratif, car les exploitants de réseaux de recharge opèrent généralement à grande échelle (par exemple à l'échelle nationale ou provinciale) et sont propriétaires des données liées aux activités de recharge. L'échelle nationale/provinciale typique des exploitants de réseaux de recharge offre également davantage de possibilités d'expansion de recharge publique en collaborant avec des hôtes de sites qui n'auraient autrement pas l'échelle ou la capacité opérationnelle nécessaire pour quantifier la quantité d'électricité utilisée pour la recharge, s'enregistrer et produire des rapports en vertu du règlement, échanger leurs unités de conformité avec d'autres participants, et satisfaire aux exigences de réinvestissement des revenus.

Charging site hosts are able to create credits for their electric vehicle charging that is neither residential nor public (e.g. commercial applications) without revenue reinvestment requirements. This enables the revenue from credits to incentivize further investment in electric vehicles or their EV charging infrastructure.

Allow revenue investment to cover administrative costs related to the Regulations

Several stakeholders from the auto manufacturing industry, electric vehicle charging industry and other fuel suppliers commented on the revenue reinvestment requirements of the proposed Regulations, which stated that credit revenues from residential and public electric vehicle charging ought to be reinvested to further incent the adoption of zero-emission vehicles. These stakeholders asked that the revenue reinvestment requirements be modified to cover administrative costs related to the Regulations.

The final Regulations do not allow for the revenue reinvestment requirements to include administrative costs. These reinvestment requirements are meant to help increase access to charging infrastructure and to reduce operating costs for electric vehicle drivers as a benefit to those who made investments in electric vehicles.

Residential electric vehicle charging credit creation phase out

Several stakeholders have requested to remove or extend the time frame for the phase out of compliance credit creation from residential charging of electric vehicles.

During consultations in June 2020, the Department proposed to phase out residential electric vehicle charging credits by 2030. However, the proposed Regulations extended 100% of residential electric vehicle charging credits to the end of 2035 for charging stations installed before the end of 2030 and residential charging stations installed after 2030 would not be eligible for credit creation.

The final Regulations maintain the scheduled phase out of credit creation for residential charging, as the number of credits created from electric vehicle charging will increase rapidly as more electric vehicles are adopted in Canada. All

Les hôtes des sites de recharge peuvent créer des unités de conformité pour la recharge de leurs véhicules électriques sans les exigences de réinvestissement des revenus, si la recharge n'est ni résidentielle ni publique (par exemple pour utilisation commerciale). Ainsi, les revenus générés par les unités de conformité peuvent inciter à investir davantage dans les véhicules électriques ou leurs infrastructures de recharge.

Permettre l'investissement des revenus pour couvrir les coûts administratifs liés au règlement

Plusieurs intervenants de l'industrie de la construction automobile, de l'industrie de la recharge des véhicules électriques et d'autres fournisseurs de combustible ont commenté les exigences relatives au réinvestissement des revenus du projet de règlement, selon lesquelles les revenus générés par les unités de conformité découlant de la recharge résidentielle et publique des véhicules électriques devraient être réinvestis pour encourager davantage l'adoption de véhicules à zéro émission. Ces intervenants ont demandé que les exigences relatives au réinvestissement des revenus soient modifiées de manière à inclure les coûts administratifs liés au règlement.

Dans la version définitive du règlement, les exigences relatives au réinvestissement des revenus ne permettent pas d'inclure les coûts administratifs. Ces exigences en matière de réinvestissement ont pour but de faciliter l'accès à l'infrastructure de recharge et de réduire les coûts d'exploitation pour les conducteurs de véhicules électriques, ce qui constitue un avantage pour ceux qui ont investi dans les véhicules électriques.

Élimination progressive de la création d'unités de conformité provenant de la recharge résidentielle des véhicules électriques

Plusieurs intervenants ont demandé de supprimer l'élimination progressive ou de prolonger le délai avant l'élimination progressive de la création d'unités de conformité provenant de la recharge résidentielle des véhicules électriques.

Lors des consultations de juin 2020, le Ministère a proposé d'éliminer progressivement les unités de conformité provenant de la recharge résidentielle des véhicules électriques d'ici 2030. Toutefois, le projet de règlement prolongeait jusqu'à la fin de 2035 la totalité des unités de conformité pour la recharge résidentielle des véhicules électriques pour les bornes de recharge installées avant la fin de 2030. Les bornes de recharge résidentielle installées après 2030 ne seraient pas admissibles à la création d'unités de conformité.

La version définitive du règlement conserve le même échéancier pour l'élimination progressive de la création d'unités de conformité pour la recharge résidentielle, car le nombre d'unités de conformité créées par la recharge des

credits created from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies are considered non-incremental emissions reductions from the Regulations, so any additional delay in the phase-out of residential electric vehicle charging credits would lead to fewer incremental actions.

Stationary end-use fuel switching

A large variety of stakeholders shared their views on the possibility of allowing credit creation for stationary end-use fuel switching (e.g. switching from heating oil to wood pellets for home heating), which was not included in the proposed Regulations. Many provinces, EITs, solid and gaseous low-carbon fuel producers as well as industry stakeholders recommended that credit creation from stationary end-use fuel switching be allowed by the Regulations while a few stakeholders from the petroleum sector and low-carbon fuel sector, as well as an ENGO, opposed this idea.

Considering the decision to reduce the scope of the final Regulations to fuels mainly used in transportation, the Regulations do not provide credit creation opportunities for stationary end-use fuel switching.

Credit and trading system and flexibility mechanisms

Compliance Fund Mechanism

Several comments were received on the Compliance Fund Mechanism. Many stakeholders commented on the 10% limit set on the amount of the annual reduction requirement that can be met by contributing to an emissions reduction funding program. A number of stakeholders, including provinces and primary suppliers, expressed that this limit was too low whereas other stakeholders, including low carbon-intensity fuel producers and environmental non-governmental organizations, stated that the limit was too high.

Some stakeholders also commented on the price set for contributing to an emissions reduction funding program. Comments were received from low CI fuel producers, environmental non-governmental organizations as well as stakeholders in the electric vehicle sector and were supportive of maintaining the proposed price at \$350/tonne.

véhicules électriques augmentera rapidement à mesure que plus de véhicules électriques sont utilisés au Canada. Toutes les unités de conformité créées pour la fourniture de combustibles ou d'énergie aux véhicules de technologie de pointe sont considérées comme des réductions d'émissions non différentielles et non attribuables au règlement, donc tout délai supplémentaire dans l'élimination progressive des unités de conformité pour la recharge résidentielle des véhicules électriques entraînerait moins de mesures différentielles.

Changement de combustibles par l'utilisateur final dans les équipements fixes

Divers intervenants ont fait part de leurs points de vue sur la possibilité de permettre la création d'unités de conformité pour le changement de combustibles par l'utilisateur final dans les équipements fixes (par exemple le passage du mazout de chauffage aux granules de bois pour le chauffage domestique), ce qui n'a pas été inclus dans le projet de règlement. Nombre de provinces, de secteurs FIEEC, de producteurs de combustibles solides et gazeux à faible IC ainsi que d'intervenants de l'industrie ont recommandé que la création d'unités de conformité découlant du changement de combustibles par l'utilisateur final dans les équipements fixes soit autorisée par le règlement, tandis que quelques intervenants du secteur pétrolier et du secteur des combustibles à faible IC ainsi qu'une ONGE se sont opposés à cette idée.

Compte tenu de la décision de limiter la portée de la version définitive du règlement aux combustibles principalement utilisés dans le transport, le règlement n'offre pas de possibilités de création d'unités de conformité pour le changement de combustibles par l'utilisateur final dans les équipements fixes.

Système d'unités de conformité et d'échange et mécanismes de flexibilité

Mécanisme de fonds aux fins de conformité

Plusieurs commentaires ont été reçus sur le mécanisme de fonds aux fins de conformité. De nombreux intervenants ont commenté la limite de 10 % établie pour la contribution à un programme de financement des réductions des émissions qui peut être utilisée pour satisfaire l'exigence annuelle de réduction. Plusieurs intervenants, notamment les provinces et les fournisseurs principaux, ont déclaré que cette limite était trop basse, tandis que d'autres intervenants, y compris les producteurs de combustible à faible IC et les ONGE, ont déclaré que la limite était trop élevée.

Certains intervenants ont également fait des commentaires sur le prix établi pour contribuer à un programme de financement des réductions des émissions. Les producteurs de combustible à faible IC, les ONGE ainsi que les intervenants du secteur des véhicules électriques se sont dits favorables au maintien du prix proposé à 350 \$/t d'éq. CO₂.

The Regulations maintain both the 10% limit on the amount of the annual reduction requirement that can be met by contributing to an emissions reduction funding program at \$350 in 2022 dollars per compliance credit (CPI adjusted). This limit along with the corresponding price are expected to strike the right balance between providing a signal for investments in low-carbon fuels while also addressing risk of credit shortage.

Obligation deferral

Numerous comments were received regarding obligation deferral. Several stakeholders from the petroleum sector asked for a relaxation of parameters regarding obligation deferral, such as an increase of the 10% limit, a reduction of the 20% annual interest rate, and/or an increase of the two-year period during which a deficit can be carried forward. Some stakeholders also from the petroleum sector asked for a relaxation of the parameters only in the case of a credit shortage or market disruption. Other stakeholders, from sectors such as natural gas, low-carbon fuels and electric vehicles as well as environmental non-governmental organizations, suggested maintaining or tightening the 10% limit.

The Department reviewed some of the parameters related to obligation deferral for the final Regulations. In particular, the period during which a deficit can be carried forward was increased to five years, and the interest rate was reduced to 5%. The final Regulations also allow for a primary supplier to take on a new deficit even if the primary supplier has not yet fully satisfied a deficit from a previous year, as long as the 10% obligation deferral limit is not exceeded. These changes will provide increased flexibility to regulated parties in case of temporary or short-term credit shortage without affecting total emission reductions achieved by the Regulations.

Cross-class trading

Several stakeholders, including provinces, primary suppliers, stakeholders from the gaseous and solid low-carbon fuel sectors and EITEs, asked to remove or increase the 10% limit on the use of gaseous and solid credits for annual compliance. Other stakeholders, including ENGOs and low-CI fuel producers and stakeholders from the electric vehicle and advanced vehicles sectors, recommended that the 10% limit be maintained or decreased.

The Regulations maintain the 10% limit on the use of gaseous credits for annual compliance. This is to provide

Le règlement maintient la limite de 10 % établie pour la contribution à un programme de financement des réductions des émissions qui peut être utilisée pour satisfaire l'exigence annuelle de réduction, ainsi que le prix de 350 \$ en dollars de 2022 par unité de conformité (rajusté à l'IPC). Cette limite ainsi que le prix qui y est associé devraient permettre de trouver un juste équilibre entre l'envoi d'un signal pour les investissements dans les combustibles à faible IC et le risque d'un manque d'unités de conformité.

Report de l'exigence

De nombreux commentaires ont été formulés à propos du report des exigences. Plusieurs intervenants du secteur pétrolier ont demandé un assouplissement des paramètres concernant le report des exigences, comme une augmentation de la limite de 10 %, une réduction du taux d'intérêt annuel de 20 % ou une prolongation de la période de deux ans pendant laquelle un déficit peut être reporté. Certains intervenants qui proviennent aussi du secteur pétrolier ont demandé un assouplissement des paramètres uniquement en cas de manque d'unités de conformité ou de perturbation du marché. D'autres intervenants de secteurs tels que le gaz naturel, les combustibles à faible IC et les véhicules électriques ainsi que des ONGE ont suggéré de maintenir ou de diminuer la limite de 10 %.

Le Ministère a revu certains des paramètres liés au report des exigences pour la version définitive du règlement. Plus particulièrement, la période pendant laquelle un déficit peut être reporté a été prolongée à cinq ans, et le taux d'intérêt a été réduit à 5 %. La version définitive du règlement permet également à un fournisseur principal d'assumer un nouveau déficit même s'il n'a pas encore comblé entièrement un déficit d'une année antérieure, pourvu que la limite de report des exigences de 10 % ne soit pas dépassée. Ces changements offriront plus de flexibilité aux parties réglementées en cas d'un manque d'unités de conformité temporaire ou à court terme sans avoir d'effet sur les réductions d'émissions totales réalisées grâce au règlement.

Échanges entre les catégories

Plusieurs intervenants, dont les provinces, les fournisseurs principaux, des intervenants des secteurs des combustibles gazeux et solides à faible IC et les secteurs FIEEC, ont demandé de supprimer ou d'augmenter la limite de 10 % sur l'utilisation des unités de conformité relatives aux combustibles gazeux et solides pour satisfaire l'exigence annuelle de réduction. D'autres intervenants, notamment des ONGE et des producteurs de combustible à faible IC ainsi que des intervenants des secteurs des véhicules électriques et des véhicules de pointe, ont recommandé de maintenir ou de diminuer la limite de 10 %.

Le règlement maintient la limite de 10 % sur l'utilisation des unités de conformité relatives aux combustibles

flexibility to primary suppliers while remaining consistent with the scope of the Regulations, which target liquid transportation fuels. The 10% limit will incent the production of low-CI gaseous fuels such as hydrogen and renewable natural gas that could, in turn, be used in transportation. As there are no longer credit creation opportunities for solid fuels under the Regulations, the 10% limit only applies to gaseous credits.

Backstop for minimum credits from Compliance Categories 2 and 3

A group of stakeholders, mostly low CI fuels stakeholders, environmental non-governmental organizations, and EV charging stakeholders proposed a backstop provision that would guarantee a minimum of credits from Compliance Categories 2 and 3. It was noted by the stakeholders that the backstop would move Canada further away from the use of fossil fuels in transportation and towards using more low CI fuels and zero-emission vehicles.

The Regulations do not require a minimum number of credits from Compliance Categories 2 and 3. The Regulations take a technology neutral approach to reducing the CI of fuels by incentivizing investments across all three compliance categories. Credits from all compliance categories, including supplying low CI fuels and supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies, will be needed in order for regulated parties to meet their reduction requirements.

Regional and consumer implications

Several stakeholders, including provinces, primary suppliers and ENGOs, expressed that the proposed Regulations caused a disproportionate impact on Atlantic Canada given the large proportion of consumers that rely on heating oil in the region. A number of suggestions were made to mitigate this impact, including exempting fuels that are used in stationary applications (e.g. heating oil, heavy fuel oil); providing funding to help the transition off heating oil; adding credit creation opportunities for end-use fuel switching in stationary applications; and, delaying the coming into force of the Regulations in Atlantic Canada. An exemption from the Regulations was also suggested for Newfoundland and Labrador to reflect the higher compliance cost as well as logistical and technical feasibility concerns specific to the province.

gazeux pour satisfaire l'exigence annuelle de réduction. Il s'agit d'offrir une certaine flexibilité aux fournisseurs principaux tout en assurant la cohérence avec la portée du règlement, qui vise les combustibles liquides utilisés dans le transport. La limite de 10 % incitera à produire des combustibles gazeux à faible IC, comme l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable, qui pourraient à leur tour être utilisés dans le transport. Comme le règlement ne prévoit plus de possibilités de création d'unités de conformité pour les combustibles solides, la limite de 10 % ne s'applique qu'aux unités de conformité relatives aux combustibles gazeux.

Protection pour un minimum d'unités des catégories de conformité 2 et 3

Un groupe d'intervenants, principalement des acteurs du secteur des combustibles à faible IC, des ONGE et des acteurs du secteur de la recharge des VE, a proposé une disposition de protection qui garantirait un minimum d'unités de conformité provenant des catégories de conformité 2 et 3. Les intervenants ont noté que la protection permettrait au Canada de s'éloigner davantage de l'utilisation de combustibles fossiles dans le transport pour se tourner vers l'utilisation de plus de combustibles à faible IC et de véhicules zéro émission.

Le règlement n'exige pas un nombre minimal d'unités de conformité provenant des catégories de conformité 2 et 3. Il adopte une approche neutre sur le plan technologique pour réduire l'IC des combustibles en encourageant les investissements dans les trois catégories de conformité. Les parties réglementées auront besoin des unités de conformité provenant de toutes les catégories de conformité, y compris la fourniture de combustibles à faible IC et la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe, afin de respecter leurs exigences en matière de réduction.

Répercussions pour les régions et les consommateurs

Plusieurs intervenants, y compris les provinces, les fournisseurs principaux et les ONGE, ont mentionné que le projet de règlement avait une incidence disproportionnée sur le Canada atlantique étant donné la grande proportion de consommateurs qui dépendent du mazout de chauffage dans la région. On a émis un certain nombre de suggestions pour diminuer cette incidence, y compris les suivantes : exempter les combustibles utilisés dans des applications fixes (par exemple le mazout de chauffage, le mazout lourd); fournir un financement pour faciliter l'abandon du mazout de chauffage; ajouter des possibilités de création d'unités de conformité pour le changement de combustibles par l'utilisateur final dans les applications fixes; et retarder l'entrée en vigueur du règlement dans le Canada atlantique. On a aussi proposé une exemption du règlement pour Terre-Neuve-et-Labrador afin de tenir compte du coût de conformité plus élevé ainsi que

The Department removed the CI reduction requirements on heavy fuel oil, light fuel oil and kerosene, and added an exclusion for gasoline or diesel fuel used for space heating. The Department also maintained the exclusion for gasoline and diesel produced in and used at a primary supplier's production facility for stationary applications. The Department also delayed the coming into force of the CI reduction requirements to July 1, 2023, for all regulated parties. For Newfoundland and Labrador, the Department did not provide additional exemptions to what was already provided in the proposed Regulations, but maintained the proposed exemption for Newfoundland and Labrador of the requirement for at least 5% of the volume of gasoline produced or imported to be displaced by an equivalent volume of gasoline replacement and for at least 2% of the volume of diesel produced or imported to be displaced by an equivalent volume of a diesel replacement. Fuels produced in or imported into Newfoundland and Labrador, and used in Newfoundland and Labrador, will still be subject to the CI reduction requirements. The Department also maintained the exclusion for fuels used in remote communities.

Impacts on industry

A number of comments were received regarding the potential impact of the proposed Regulations on industrial sectors, in particular EITEs. Many stakeholders acknowledged that the cancellation of the Department's planned regulations for gaseous and solid fuels alleviated their concerns regarding the impact of the Regulations on industrial sectors. However, some industrial sectors that operate in remote locations with limited access to low-carbon energy options and that rely heavily on liquid fossil fuels asked for additional flexibilities to mitigate the impacts of the Regulations.

Removing the reduction requirements on heavy fuel oil and light fuel oil, which are used by industrial sectors, as well as allowing an exclusion for fuel used for remote power generation, will further reduce the impacts on industrial sectors. This is additional to flexibilities that are already built into the Regulations, such as unlimited banking of credits, which help minimize costs.

Administrative burden: Reporting, record keeping and quality assurance

A number of comments were received requesting: more time for registration and components of reporting, streamlining of the process for verification, validation and reporting via the Clean Fuel Regulations Credit and Tracking (CFR-CATS) system where possible, reducing administrative burden associated with record keeping and land

des préoccupations en matière de faisabilité logistique et technique propres à la province.

Le Ministère a supprimé les exigences de réduction de l'IC pour le mazout lourd, le mazout léger et le kérosène et a ajouté une exclusion pour l'essence ou le diesel utilisés pour le chauffage des locaux. Il a également maintenu l'exclusion pour l'essence et le diesel produits dans les installations de production des fournisseurs principaux et utilisés dans ces installations pour des applications fixes. En outre, le Ministère a reporté l'entrée en vigueur des exigences de réduction au 1^{er} juillet 2023 pour toutes les parties réglementées. Pour Terre-Neuve-et-Labrador, le Ministère n'a pas annoncé d'autres exemptions que celles déjà prévues dans le projet de règlement, mais a maintenu l'exemption proposée de l'exigence selon laquelle au moins 5 % du volume d'essence produit ou importé doit être remplacé par un volume équivalent de substitut de l'essence et au moins 2 % du volume de diesel produit ou importé doit être remplacé par un volume équivalent de substitut du diesel. Les combustibles produits ou importés à Terre-Neuve-et-Labrador et utilisés dans cette province seront toujours assujettis aux exigences de réduction de l'IC. Le Ministère a également maintenu l'exclusion des combustibles utilisés dans les communautés éloignées.

Incidence sur l'industrie

On a reçu un certain nombre de commentaires concernant l'incidence potentielle du projet de règlement sur les secteurs industriels, en particulier les secteurs FIEEC. Plusieurs intervenants ont reconnu que l'annulation des règlements prévus par le Ministère pour les combustibles gazeux et solides a dissipé leurs préoccupations quant à l'incidence du règlement sur les secteurs industriels. Toutefois, certains secteurs industriels opérant dans des régions éloignées, ayant un accès limité aux énergies à faible IC et dépendant largement des combustibles fossiles, ont demandé plus de flexibilité afin d'atténuer les incidences du règlement.

L'élimination des exigences de réduction du mazout lourd et du mazout léger, lesquels sont utilisés par les secteurs industriels, et la possibilité d'exclure le combustible utilisé pour la production d'énergie en région éloignée, réduiront davantage les incidences sur les secteurs industriels. Cela s'ajoute à la flexibilité que prévoit déjà le règlement, comme l'accumulation illimitée des unités de conformité qui contribue à minimiser les coûts.

Fardeau administratif : production de rapports, tenue de dossiers et assurance de la qualité

Plusieurs commentaires reçus indiquent que les intervenants demandent les éléments suivants : plus de temps pour s'enregistrer et pour certains éléments des rapports; la simplification du processus de vérification, de validation et de déclaration dans le Système de création et de suivi des crédits (SCSC) du *Règlement sur les combustibles*

use and biodiversity criteria, and flexibility at the outset of the final Regulations, to allow participants time to learn the Regulations and adapt to the CATS system.

In response to these comments, the several changes were made to the final Regulations. Primary suppliers must register within 90 days of the Regulations being registered, rather than within 10 days as set out in the proposed Regulations. The deadlines for reports after the end of a compliance period or credit creation period have been extended for most reports, including the quarterly credit creation report (an additional 60 days provided) and the annual credit creation report (an additional 30 days provided). The Department is also providing additional flexibility to allow early credit creation for Compliance Category 2 and 3 credits to be eligible as of the date the Regulations are registered, so long as the participant registered in CATS within 60 days of registration. Compliance credits for CO₂e emission-reduction projects under Compliance Category 1 will be eligible as of the date the project is recognized by the Department.

With respect to LUB criteria, declarations have changed from a per batch basis to a maximum of an annual basis, in order to allow streamlining with current buyer and seller contract periods. Foreign suppliers are no longer required to send their material balancing reports or documents to an importer, and can instead retain these on site. Registered creators and foreign suppliers will both complete the Material Balance report annually instead of quarterly.

With respect to verification and validation requirements in the Regulations, validation requirements have been removed from the final Regulations. As such, applications for CO₂e emission-reduction projects under Compliance Category 1 as well as CI applications with less than 3 consecutive months of input data will not require 3rd party validation. Additionally, with respect to verification, CI applications will be required to be verified as of June 30, 2024. This will provide time for participants and verification bodies to get familiarized with the Fuel LCA Model. The quantitative materiality thresholds applied during the verification of regulatory reports and applications will be aligned with other existing regulatory frameworks, such as the *Output-Based Pricing System Regulations*. Finally, submission deadlines for verification reports and corresponding regulatory applications or reports have been aligned; the final Regulations will require each verification report to be submitted together with the report or application to which it relates.

propres dans la mesure du possible; la réduction du fardeau administratif associé à la tenue des dossiers et aux critères d'UTB; et de la flexibilité pendant la période suivant l'enregistrement du règlement pour donner aux participants le temps de connaître le règlement et de s'adapter au SCSC.

En réponse à ces commentaires, plusieurs changements ont été apportés à la version définitive du règlement. Les fournisseurs principaux doivent s'inscrire dans les 90 jours suivant l'enregistrement du règlement, plutôt que dans les 10 jours, comme le prévoyait le projet de règlement. Les délais pour les rapports après la fin d'une période de conformité ou d'une période de création d'unités de conformité ont été prolongés pour la plupart des rapports, y compris le rapport trimestriel de création d'unités de conformité (60 jours de plus accordés) et le rapport annuel de création d'unités de conformité (30 jours de plus accordés). Le Ministère fournit également plus de flexibilité pour permettre la création anticipée d'unités de conformité au titre des catégories de conformité 2 et 3; les unités de conformité pourront être créées à partir de la date d'enregistrement du règlement, à condition que le participant s'enregistre dans le SCSC dans les 60 jours suivant l'enregistrement du règlement. Les unités de conformité pour les projets de réduction des émissions de CO₂ relevant de la catégorie de conformité 1 pourront être créées à partir de la date à laquelle le projet est reconnu par le Ministère.

En ce qui concerne les critères d'UTB, la déclaration se fera chaque année plutôt que par lot afin de permettre une rationalisation en fonction des périodes contractuelles actuelles des acheteurs et des vendeurs. Les fournisseurs étrangers ne sont plus tenus d'envoyer leurs rapports ou documents sur le bilan matières à un importateur et peuvent au contraire les conserver sur place. Les créateurs enregistrés et les fournisseurs étrangers rempliront tous les deux le rapport sur le bilan matières sur une base annuelle plutôt que trimestrielle.

En ce qui concerne les exigences de vérification et de validation prévues dans le règlement, les exigences de validation ont été retirées de la version définitive du règlement. Ainsi, les demandes pour les projets de réduction des émissions de CO₂ relevant de la catégorie de conformité 1 ainsi que les demandes relatives à l'IC pour lesquelles il y a moins de 3 mois consécutifs de données ne nécessiteront pas de validation par un tiers. De plus, en ce qui concerne la vérification, les demandes relatives à l'IC devront être vérifiées à partir du 30 juin 2024. Les participants et les organismes de vérification auront ainsi le temps de se familiariser avec le modèle ACV des combustibles. Les seuils d'importance relative quantitative appliqués lors de la vérification des rapports et des demandes réglementaires seront alignés sur d'autres cadres réglementaires existants, tels que le *Règlement sur le système de tarification fondé sur le rendement*. Enfin, les délais de soumission des rapports de vérification et des demandes ou rapports réglementaires correspondants ont été harmonisés;

Fuel Life Cycle Analysis Model

The proposed Regulations were accompanied by the publication of the Fuel LCA Model methodology report, inviting stakeholders to comment on model design. The main comments received on the model include changing the allocation approach, including customizable feedstock and processes, considering carbon debt, including more fuel pathways and including carbon capture and storage.

TWG members had the opportunity to review the methodological approach and provide comments. Comments from stakeholders covered a broad range of topics, including requesting more options to customize feedstocks and processes, changing the allocation approaches, requesting for avoided emissions in multiple situations, comments on the treatment of biogenic carbon and including more fuel pathways. A common request amongst stakeholders was to make the Fuel LCA Model available as early as possible so that they could become familiar with it and inform investment decisions. These comments were considered when updating the methodology.

After the publication of the proposed Regulations in CG-I, the Department continued developing the model and made improvements based on internal analysis, testing of the model, expert review, external contracts and CG-I comments. The Department pre-published the Fuel LCA Model in December 2021 (see next section) as requested by several stakeholders in order to provide potential users the time needed to become familiar with the model prior to its formal publication and to provide information that can be used to inform potential business decisions.

Cost-benefit analysis

A large number of comments were received from all stakeholder categories on the cost-benefit analysis. The comments received on the CG-I publication generally focused on four categories. First, all stakeholders emphasized the need to update the analysis to account for the latest economic and emission projections, and new federal policy announcements such as the increase in the carbon

la version définitive du règlement exigera que chaque rapport de vérification soit soumis en même temps que la demande ou le rapport connexe.

Modèle d'analyse du cycle de vie des combustibles

La publication du projet de règlement était accompagnée de la publication du rapport *Méthode du modèle ACV des combustibles* et les intervenants étaient invités à fournir des commentaires sur la conception du modèle. Les principaux commentaires reçus sur le modèle faisaient état de la modification de l'approche d'affectation, de l'inclusion de charges d'alimentation et de processus personnalisables; de la prise en compte de la dette de carbone; de l'inclusion d'un plus grand nombre de filières de combustibles; et de l'inclusion du captage et du stockage du carbone.

Les membres du GTT ont eu l'occasion d'examiner l'approche méthodologique et de formuler des commentaires. Les commentaires des intervenants couvraient un large éventail de sujets, y compris la demande d'un plus grand nombre d'options pour personnaliser les charges d'alimentation et les procédés; la modification des méthodes d'affectation; la demande d'inclure les émissions évitées dans de multiples situations; le traitement du carbone biogénique; et l'inclusion d'un plus grand nombre de filières de combustibles. Les intervenants ont tous demandé de rendre le modèle ACV des combustibles disponible le plus tôt possible afin qu'ils puissent se familiariser avec le modèle et tenir compte des résultats dans leurs décisions d'investissement. Ces commentaires ont été pris en considération lors de la mise à jour de la méthodologie.

Après la publication du projet de règlement dans la GC I, le Ministère a poursuivi l'élaboration du modèle et a apporté des améliorations sur la base d'une analyse interne, de la mise à l'essai du modèle, de l'examen par des experts, de contrats externes et des commentaires relatifs à la GC I. Le Ministère a rendu disponible la version de prépublication du modèle ACV des combustibles en décembre 2021 (voir la section suivante) à la demande de plusieurs intervenants afin de donner aux utilisateurs potentiels le temps nécessaire pour se familiariser avec le modèle avant sa publication officielle et de fournir des informations pouvant être prises en compte dans les décisions commerciales potentielles.

Analyse coûts-avantages

Un grand nombre de commentaires envoyés par toutes les catégories d'intervenants concernaient l'analyse coûts-avantages. Les commentaires reçus au sujet de la publication dans la GC I portaient généralement sur quatre catégories. Premièrement, tous les intervenants ont souligné la nécessité de mettre à jour l'analyse pour tenir compte des dernières projections sur l'économie et les émissions

pollution price. Second, many stakeholders requested clarification of the modelling results, particularly those regarding marginal abatement costs. Third, there were several requests to provide provincial and territorial cost-benefit analyses. Fourth, there were some questions about the break-even analysis methodology, which was used to value GHG reductions.

For the publication of the final Regulations, the Department updated the cost-benefit analysis based on comments received on the CG-I publication and to reflect the 2021 Reference Case, which takes into account the proposed carbon pollution price trajectory (to \$170/tonne in 2030), as well as key interaction effects of the strengthened climate plan, such as zero-emission vehicles (ZEV) sales targets. As well, the analysis now includes a table (14) that summarizes costs per tonne per credit in order to provide a clear summary of marginal abatement costs. Since the benefits of GHG reductions are global in nature, regional cost-benefit analyses are not provided. However, the analysis includes an updated assessment of the potential regional cost impacts of the Regulations (Table 24).

Following the publication of the proposed Regulations, an expert review of the break-even analysis approach and social cost of carbon estimates was used to evaluate the results of the cost-benefit analysis. The reviewers concluded that the approach taken was reasonable and that the social cost of carbon estimates used accurately reflect the range of plausible values found in the scientific literature. Given this, the same break-even analysis approach was used for the publication of the final Regulations, and additional background information regarding the social cost of carbon was incorporated, as per the recommendation of the reviewers.

Additional consultations after the publication of the proposed Regulations in *Canada Gazette, Part I*

Fall 2021 consultations

In November 2021, the Department shared an update with stakeholders on the development of the quantification methods, LUB criteria, pre-publication of the Fuel LCA Model, and the timeline for the publication of final Regulations. Following this, the Department held bilateral meetings with each of the provinces and territories over fall 2021 and winter 2022. These meetings were held to provide an update to provinces and territories on the LUB criteria and to discuss legislative recognition. A comment

ainsi que des nouvelles annonces de politiques fédérales telles que l'augmentation du prix de la pollution par le carbone. Deuxièmement, de nombreux intervenants ont demandé des éclaircissements quant aux résultats de la modélisation, notamment ceux concernant les coûts marginaux de réduction. Troisièmement, plusieurs ont demandé que l'on fournisse des analyses coûts-avantages provinciales et territoriales. Quatrièmement, des questions ont été posées sur la méthode d'analyse du seuil de rentabilité, qui a été utilisée pour évaluer les réductions de GES.

Pour la publication de la version définitive du règlement, le Ministère a mis à jour l'analyse coûts-avantages en fonction des commentaires reçus sur la publication dans la GC I et pour refléter le scénario de référence 2021. Elle tient compte de la trajectoire proposée du prix de la pollution par le carbone (jusqu'à 170 \$/tonne en 2030) ainsi que des principaux effets d'interaction du plan climatique renforcé, tels que les objectifs de vente de véhicules zéro émission. En outre, l'analyse comprend maintenant un tableau (14) qui résume les coûts par tonne et par filière afin de fournir un résumé clair des coûts marginaux de réduction. Étant donné que les avantages de la réduction des GES sont de nature mondiale, les analyses coûts-avantages régionales ne sont pas fournies. Toutefois, l'analyse comprend une évaluation à jour des effets potentiels du règlement sur les coûts régionaux (tableau 24).

Après la publication du projet de règlement, un examen par des experts de l'approche d'analyse du seuil de rentabilité et des estimations du coût social du carbone a servi à évaluer les résultats de l'analyse coûts-avantages. Les évaluateurs ont conclu que l'approche adoptée était raisonnable et que les estimations du coût social du carbone utilisées reflètent avec précision la gamme des valeurs plausibles trouvées dans la littérature scientifique. Par conséquent, la même approche d'analyse du seuil de rentabilité a été utilisée pour la publication de la version définitive du règlement, et des renseignements généraux supplémentaires concernant le coût social du carbone ont été incorporés, conformément à la recommandation des évaluateurs.

Consultations supplémentaires après la publication du projet de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada*

Consultations de l'automne 2021

En novembre 2021, le Ministère a fourni une mise à jour aux intervenants concernant l'élaboration des méthodes de quantification, les critères d'UTB, la prépublication du modèle ACV des combustibles et l'échéancier prévu pour la publication de la version définitive du règlement. Par la suite, le Ministère a tenu des réunions bilatérales avec chaque province et territoire au cours de l'automne 2021 et de l'hiver 2022. Ces réunions avaient pour but de faire le point auprès des provinces et territoires sur les critères

period for the LUB criteria was open until December 31, 2021.

Comments received from provinces and territories, as well as domestic and international industry on the LUB criteria were generally concerned with legislative recognition in both Canada and the U.S.

The Department made additional wording changes to clarify and simplify the LUB criteria.

Spring 2022 consultations

In March 2022, the Department consulted with stakeholders through the MSCC. These consultations were to update stakeholders on the proposal to increase the stringency of the Regulations, as well as to change the coming into force date of the annual reduction requirements. The annual reduction requirement in 2030 was proposed to increase to 14 gCO₂e/MJ. The coming into force of the annual reduction requirements was proposed to be delayed until July 1, 2023, with reduction requirements starting in that year at 3.5 gCO₂e/MJ, increasing annually by 1.5 gCO₂e/MJ. This would allow for approximately one year of early credit creation between the registration of the Regulations and July 1, 2023. Two addendums were sent to the World Trade Organization, on March 18, 2022, and March 28, 2022, to notify Canada's trading partners of these proposed changes. A comment period was open until April 8, 2022.

Primary suppliers were generally in favour of the proposed timing for one year of early credit creation. However, concern was expressed about the increase in the annual reduction requirements due to uncertainty in the credit market. Credit creators, including low CI fuel producers, supported the increase in stringency; however, some proposed an even greater target than 14 gCO₂e/MJ.

Fuel LCA Model

Stakeholder Technical Advisory Committee

The Stakeholder Technical Advisory Committee (STAC) was launched in fall 2021 with a first meeting in March 2022. The STAC includes representatives from the following sectors (industry or associations): fossil fuel, low-carbon fuel, electricity, agriculture, forestry and hydrogen. It also includes representatives from environmental non-governmental organizations and academia or LCA independent experts. All members of the STAC have expertise in life cycle assessment, GHG quantification or GHG credits trading schemes. The purpose of the STAC is

d'UTB et de discuter de la reconnaissance législative. Une période de commentaires sur les critères d'UTB a eu lieu jusqu'au 31 décembre 2021.

En ce qui a trait aux critères d'UTB, les provinces et les territoires ainsi que l'industrie au pays et à l'étranger se sont dits généralement préoccupés par la reconnaissance législative au Canada et aux États-Unis.

Le Ministère a apporté des modifications supplémentaires aux textes du règlement afin de clarifier et de simplifier les critères d'UTB.

Consultations du printemps 2022

En mars 2022, le Ministère a consulté les intervenants par l'entremise du CCM. Ces consultations visaient à tenir les intervenants informés de la proposition d'augmenter les exigences annuelles de réduction du règlement et de modifier leur date d'entrée en vigueur. Il a été proposé que l'exigence annuelle de réduction passe à 14 g éq. CO₂/MJ en 2030. Il a aussi été proposé de reporter l'entrée en vigueur des exigences annuelles de réduction au 1^{er} juillet 2023 : les exigences de réduction commenceraient à 3,5 g éq. CO₂/MJ cette année-là et augmenteraient chaque année de 1,5 g éq. CO₂/MJ. Cela permettrait la création anticipée d'unités de conformité pendant environ un an, entre l'enregistrement du règlement et le 1^{er} juillet 2023. Deux addendas ont été envoyés à l'Organisation mondiale du commerce, le 18 mars 2022 et le 28 mars 2022, afin d'informer les partenaires commerciaux du Canada de ces changements proposés. Une période de commentaires a eu lieu jusqu'au 8 avril 2022.

Les fournisseurs principaux étaient généralement favorables aux dates proposées permettant la création anticipée d'unités de conformité pendant un an. Toutefois, des préoccupations ont été exprimées quant à l'augmentation des exigences annuelles de réduction en raison de l'incertitude du marché des unités de conformité. Les créateurs d'unités de conformité, y compris les producteurs de combustible à faible IC, ont soutenu l'augmentation des exigences, mais certains ont proposé un objectif encore plus élevé que 14 g éq. CO₂/MJ.

Modèle ACV des combustibles

Comité consultatif technique des intervenants (CCTI)

Le Comité consultatif technique des intervenants (CCTI) a été mis sur pied à l'automne 2021, et la première réunion s'est tenue en mars 2022. Ce comité est composé de représentants des secteurs suivants (industrie ou associations) : combustibles fossiles, combustibles à faible IC, électricité, agriculture, foresterie et hydrogène. Il comprend également des représentants d'ONGE et des universités ainsi que des experts indépendants de l'ACV. Tous les membres du CCTI ont une expertise dans l'analyse du cycle de vie, la quantification des GES ou les systèmes d'échange de

to advise ECCC on the ongoing development and maintenance activities to the Fuel Life Cycle Assessment (LCA) Model.

Prepublication of Fuel LCA Model

The Fuel LCA Model was prepublished on December 20, 2021. The prepublication package included the Fuel LCA Model, the Fuel LCA Model methodology report, and the Fuel LCA Model user manual. CFR Specifications for the Fuel LCA Model Carbon Intensity Calculations and a CFR Data Workbook were also included in the pre-publication package.

In January 2022, the Department held an information session and organized training sessions in February 2022.

Following the pre-publication of the Fuel LCA Model, changes were made to the published final version to fix bugs, make changes on the Soil Organic Carbon approach and integrate new elements.

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 on the proposal. The assessment did not identify any modern treaty implications or obligations since the proposal is outside of the subject matter scope covered in modern treaties.

Indigenous governments and groups were invited to participate in the extensive engagement process held with stakeholders throughout the development of the Regulations. Overall, 15 Indigenous organizations were invited to participate in the MSCC meetings. During one of these meetings, a general question regarding credit creation opportunities was posed and answered. Additionally, one Indigenous organization joined the TWG and has had bilateral conversations with the Department on the Regulations including on the Fuel LCA Model. The Department informed Indigenous groups of the opportunity to comment further upon publication of the proposed Regulations in the *Canada Gazette*, Part I. One Indigenous organization provided comments as part of that formal comment period. Since that time, 15 Indigenous organizations were invited to participate in engagement sessions in November 2021 and March 2022 to provide an update on the development of the proposed Regulations. No

crédits relatifs aux GES. L'objectif du CCTI est de conseiller ECCC sur les activités d'élaboration et de maintenance continues du modèle ACV des combustibles.

Publication préalable du modèle ACV des combustibles

La version de prépublication du modèle ACV des combustibles a été rendue disponible le 20 décembre 2021. Le dossier de publication préalable comprenait le modèle ACV des combustibles, le rapport *Méthode du modèle ACV des combustibles* et le manuel d'utilisation du modèle ACV des combustibles. Les caractéristiques techniques pour le calcul des valeurs d'IC avec le modèle ACV des combustibles pour le *Règlement sur les combustibles propres* et un classeur des données du *Règlement sur les combustibles propres* étaient également inclus dans le dossier de publication préalable.

En janvier 2022, le Ministère a tenu une séance d'information et en février 2022, il a organisé des séances de formation.

À la suite de la publication préalable du modèle ACV des combustibles, des modifications ont été apportées à la version définitive publiée afin de corriger des erreurs, d'apporter des changements à l'approche du carbone organique du sol et d'intégrer de nouveaux éléments.

Obligations relatives aux traités modernes et consultation et mobilisation des Autochtones

Comme l'exige la *Directive du Cabinet sur l'approche fédérale pour la mise en œuvre des traités modernes*, la proposition a été soumise à une évaluation des répercussions sur les traités modernes. L'évaluation n'a relevé aucune incidence sur les traités modernes ni obligation en découlant, puisque la proposition se situe à l'extérieur de la portée du sujet principal couvert dans les traités modernes.

Les gouvernements et les groupes autochtones ont été invités à participer au vaste processus de mobilisation organisé avec les intervenants tout au long de la conception du règlement. Dans l'ensemble, 15 organisations autochtones ont été invitées à prendre part aux réunions du CCM. Au cours de l'une de ces réunions, une question générale a été posée au sujet des possibilités de création d'unités de conformité, et on y a répondu. De plus, une organisation autochtone s'est jointe au GTT et a eu des discussions bilatérales avec le Ministère sur la NCP, notamment sur le modèle ACV du cycle de vie des combustibles. Le Ministère a informé les groupes autochtones de la possibilité de formuler d'autres commentaires à la suite de la publication du projet de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Une organisation autochtone a présenté des commentaires dans le cadre de la période de commentaires officielle. Depuis ce temps, 15 organisations autochtones ont été invitées à participer

comments or questions were received as a result of those sessions.

Instrument choice

Development of the PCF involved the identification of a wide range of policy options for reducing GHG emissions, including the Regulations to reduce the CI of fuels. The process for evaluating the instrument choice focused on options for how to reduce the CI of fuels. Consideration was given to four options: increase the stringency of the renewable fuels requirements under the federal RFR, increase the stringency of carbon pricing, propose a CI standard covering liquid, gaseous and solid fuels concurrently, or implement a phased CI standard approach first beginning with a CI standard for liquid fuels and with CI standards for gaseous and solid fuels to follow.

The Department considered increasing the volumetric requirements under the RFR and adding CI reduction requirements for the renewable fuels. This approach was rejected on the basis that it was less flexible for regulated parties as it will not allow for low CI fuels that are not renewable (e.g. fuels produced from direct air capture and carbon recycling), nor other CI reduction methods (such as GHG emission reduction projects along the lifecycle of fuels, supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies).

As announced in the December 2020 Strengthened Climate Plan, the Regulations take a lifecycle CI approach, meaning they take into account the emissions associated with all stages of fuel production and use – from extraction through processing, distribution, and end use. The Regulations complement the price on carbon pollution. While carbon pricing creates a broad incentive across the whole economy to use less energy and improve efficiency, the Regulations target transformative change in how fuels are produced and used in Canada. This is crucial for long-term decarbonization and to put Canada on the path to net-zero emissions by 2050.

In the context of the continued increase to the carbon price, the scope of the Regulations has been narrowed to cover only liquid fossil fuels, like gasoline and diesel, which are mainly used in the transportation sector. This is a progression in the design of the Regulations from their initial scope in 2016, when it was proposed that the new measure would cover liquid, gaseous and solid fuels. The

à des séances de mobilisation en novembre 2021 et en mars 2022 afin de faire le point sur l'élaboration du projet de règlement. Ces séances n'ont donné lieu à aucune observation ni question.

Choix de l'instrument

L'élaboration du CPC a requis l'établissement d'une vaste gamme d'options stratégiques pour la réduction des émissions de GES, y compris le présent règlement visant à réduire l'IC des combustibles. Le processus pour évaluer le choix de l'instrument a mis l'accent sur les options destinées à trouver des moyens de réduire l'IC des combustibles. Quatre options ont été considérées : augmenter les volumes minimaux requis des combustibles renouvelables en vertu du RCR fédéral, augmenter le prix de la tarification de la pollution par le carbone, proposer une norme d'IC visant simultanément les combustibles liquides, gazeux et solides ou mettre en œuvre une approche progressive pour une norme d'IC en commençant par une norme d'IC pour les combustibles liquides, puis en créant une norme d'IC pour les combustibles gazeux et solides.

Le Ministère a considéré augmenter l'exigence volumétrique du RCR et ajouter des exigences relatives à la réduction de l'IC pour les combustibles renouvelables. Cette approche a été rejetée en raison du manque de flexibilité pour les parties réglementées, car elle n'aurait pas autorisé les combustibles à faible IC qui ne sont pas renouvelables (par exemple des combustibles produits à partir de la capture directe de CO₂ de l'air) ni d'autres méthodes de réduction de l'IC (comme les projets de réduction des émissions de GES le long du cycle de vie des combustibles ou la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe).

Comme annoncé en décembre 2020 dans le plan climatique renforcé, le règlement adopte une approche d'IC tout au long du cycle de vie du combustible, ce qui signifie qu'il prend en compte les émissions associées à toutes les étapes de la production et de l'utilisation du combustible – de l'extraction à la transformation, ainsi que la distribution et l'utilisation finale. Le règlement complète la tarification de la pollution par le carbone. Alors que la tarification de la pollution par le carbone crée une incitation générale à travers toute l'économie à utiliser moins d'énergie et à améliorer l'efficacité, le règlement vise un changement transformateur dans la façon dont les combustibles sont produits et utilisés au Canada. C'est essentiel pour la décarbonisation à long terme et pour le cheminement du Canada vers la carboneutralité d'ici 2050.

Dans le présent contexte où la tarification du carbone continue à augmenter, la portée du règlement a été limitée pour couvrir seulement les combustibles fossiles liquides, comme l'essence et le diesel, qui sont surtout utilisés dans le secteur du transport. Il s'agit d'une évolution dans la conception du règlement par rapport à sa portée initiale en 2016, alors qu'il était proposé que la nouvelle mesure

Regulations, covering only liquid fossil fuels, will remain an integral policy in Canada's strengthened climate plan, and will contribute to the Government's goal of meeting its current 2030 target.

Regulatory analysis

Under the Regulations, primary suppliers (the regulated entities) will have an annual CI reduction requirement for the amount of gasoline and diesel supplied domestically. The annual CI reduction requirement will become more stringent from 2023 to 2030, starting at 3.5 grams of carbon dioxide equivalent per megajoule (gCO₂e/MJ) in 2023 and reaching 14 gCO₂e/MJ in 2030 (see Table 1), representing approximately 15% in CI reduction from 2016 levels. A primary supplier's annual reduction requirement is expressed in lifecycle tonnes of carbon dioxide equivalent (tCO₂e) and is calculated on a company-wide basis, summing up the reduction requirements per liquid fossil fuel type for each production facility and for their total imports.

There are 30 companies that refine, upgrade or import liquid fossil fuels that are regulated parties under the Regulations. Of these, 14 companies own refineries and upgraders, 8 of which also import. Roughly 95% of oil upgrading capacity is located in Alberta and the remaining 5% is located in Saskatchewan. About 34% of oil refining capacity is located in British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Manitoba, while 43% is in Ontario and Quebec and about 23% in the Atlantic Provinces.²³

The Regulations establish a credit market, where each credit represents a lifecycle emission reduction of one tonne of CO₂e. For each compliance period, a primary supplier demonstrates compliance by retiring the required amount of credits. Parties that are not primary suppliers are able to participate in the credit market as credit creators (non-mandatory participants). Credit creators include low-carbon fuel producers/importers (e.g. biofuel producers), electric vehicle charging site hosts, network operators, fuelling station owners or operators, as well as parties upstream or downstream of a refinery such as an oil sands operator.

couvre les combustibles liquides, gazeux, et solides. Le règlement, en ne couvrant que les combustibles fossiles liquides, sera encore une partie intégrale du plan climatique renforcé du Canada, et contribuera à l'objectif gouvernemental d'atteindre sa cible actuelle de 2030.

Analyse de la réglementation

Dans le cadre du règlement, les fournisseurs principaux (entités réglementées) seront tenus de réduire annuellement l'IC de la quantité d'essence et de diesel fournis au Canada. L'exigence annuelle de réduction de l'IC deviendra plus stricte de 2023 à 2030, commençant à 3,5 g éq. CO₂/MJ en 2023 et plafonnant à 14 g éq. CO₂/MJ en 2030 (voir le tableau 1), ce qui représente approximativement une réduction de 15% de l'IC par rapport aux niveaux de 2016. L'exigence annuelle de réduction d'un fournisseur principal est exprimée en tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (t éq. CO₂) sur l'ensemble du cycle de vie et est calculée à l'échelle de l'entreprise, en additionnant les exigences de réduction, par type de combustibles fossiles liquides, pour chacune de ses installations de production et pour ses importations totales.

Nous dénombrons 30 entreprises qui raffinent, valorisent ou importent des combustibles fossiles liquides qui sont les parties réglementées par le règlement. De ce nombre, 14 entreprises sont propriétaires de raffineries et d'usines de valorisation et 8 d'entre elles font également de l'importation. Environ 95 % de la capacité de valorisation d'hydrocarbures se trouve en Alberta et les 5 % restants sont en Saskatchewan. On relève 34 % de la capacité de raffinage pétrolier en Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan et au Manitoba, alors que 43 % sont en Ontario et au Québec et environ 23 % dans les provinces de l'Atlantique²³.

Le règlement établit un marché des unités de conformité, où les unités correspondent à une réduction d'émissions d'une tonne d'éq. CO₂ sur le cycle de vie des combustibles. Pour chaque période de conformité, un fournisseur principal démontre avoir satisfait à l'exigence de réduction en retirant le nombre requis d'unités de conformité. Les parties qui ne sont pas des fournisseurs principaux peuvent participer au marché en tant que créateurs d'unités de conformité (participants non obligatoires). Les créateurs d'unités de conformité sont notamment les producteurs et importateurs de combustibles à faible IC (par exemple producteurs de biocarburants), les hôtes de sites de recharge de véhicules électriques, les exploitants de réseaux de recharge, les propriétaires ou les exploitants de stations et de postes de ravitaillement et les parties en amont ou en aval d'une raffinerie comme les exploitants de sables bitumineux.

²³ Kent Group LTD. 2016 Report on "Canada's Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plants, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks."

²³ Kent Group LTD., rapport de 2016 « Canada's Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plants, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks » (disponible en anglais seulement).

The Regulations have the following three main categories of credit-creating actions: (1) actions that reduce the CI of the fossil fuel throughout its lifecycle; (2) supplying low-carbon fuels for use in Canada; and (3) supplying fuel or energy to advanced vehicle technology. A liquid class credit reference CI value is used to calculate the amount of compliance credits created for low-carbon fuels and some fuel or energy used in advanced vehicle technologies.²⁴ These are shown in Table 1 between 2022 and 2030.

Le règlement comporte les trois grandes catégories de mesures de création d'unités de conformité suivantes : (1) réduction de l'IC d'un combustible fossile le long de son cycle de vie; (2) fourniture de combustibles à faible IC pour utilisation au Canada; (3) fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe. Une valeur d'IC de référence pour la catégorie des combustibles liquides sert à calculer le nombre d'unités de conformité ainsi créées (combustibles à faible IC et combustibles ou énergie pour les véhicules à technologie de pointe)²⁴. Les valeurs sont présentées au tableau 1 pour la période 2022-2030.

Table 1: Annual liquid lifecycle CI reduction requirements for primary suppliers

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CI reduction requirement (gCO₂e/MJ)	n/a	3.5	5.0	6.5	8.0	9.5	11.0	12.5	14.0
Liquid class credit reference CI value (gCO₂e/MJ)	89.2	89.2	87.9	86.6	85.3	84.0	82.7	81.4	80.1

Note: Liquid lifecycle CI reduction requirement for 2023 starts July 1, 2023. From 2024 onwards, the requirement starts January 1.

Tableau 1 : Exigences annuelles de réduction de l'IC le long du cycle de vie des combustibles liquides à l'égard des fournisseurs principaux

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Exigence de réduction de l'IC (g d'éq. CO₂/MJ)	s/o	3,5	5,0	6,5	8,0	9,5	11,0	12,5	14,0
Valeur d'IC de référence des combustibles liquides (g d'éq. CO₂/MJ)	89,2	89,2	87,9	86,6	85,3	84,0	82,7	81,4	80,1

Remarque: Les exigences annuelles de réduction de l'IC pour l'année 2023 entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2023. À partir de 2024, les exigences débiteront le 1^{er} Janvier.

Primary suppliers can comply via the three main categories of credit creation. However, they may also comply by acquiring compliance credits from other credit creators, or by contributing to a compliance fund mechanism for up to 10% of their annual reduction requirement. The credit price under the fund is set in the Regulations at \$350 in 2022 per compliance credit (Consumer Price Index (CPI) adjusted). Gaseous compliance credits may also be used for up to 10% of the annual reduction requirement. A diagram of how the credit market works is shown in Table 2 below (for illustrative purposes only).

Les fournisseurs principaux sont en mesure de se conformer en créant des unités de conformité dans les trois grandes catégories de création d'unités de conformité. Ils le peuvent également en acquérant des unités de conformité d'autres créateurs d'unités de conformité ou en contribuant à un mécanisme de fonds aux fins de conformité jusqu'à concurrence de 10 % de leur exigence annuelle de réduction. Le prix d'une unité de conformité au titre de ce fonds est spécifié dans le règlement et fixé à 350 \$ en 2022 (rajusté en fonction de l'IPC). Les unités de conformité des combustibles gazeux peuvent aussi être utilisées pour se conformer jusqu'à concurrence de 10 % de l'exigence annuelle de réduction. Le tableau 2 explique le fonctionnement du marché des unités de conformité (à des fins illustratives seulement).

²⁴ The liquid class credit reference CI value is the average CI for all liquid fuels supplied in Canada in 2016 minus the CI reduction requirement for all liquid fuels for a given compliance year.

²⁴ La valeur d'IC de référence pour la catégorie des combustibles liquides est l'IC moyenne sur l'ensemble des combustibles liquides fournis au Canada en 2016, moins l'exigence de réduction de ce même ensemble dans une année de conformité.

Table 2: Illustrative diagram of credit market actions by participant

Participant	Action	Credit Calculation	Result
Primary suppliers (Refinery / upgrader / importer)	Supply liquid fossil fuels (e.g. gasoline)	Annual CI reduction requirement (gCO ₂ e/MJ) × Fossil fuel supplied (MJ) ÷ 1 000 000 (g/t)	Emissions (tCO ₂ e) = Compliance deficits
Primary suppliers / companies upstream or downstream of a refinery	Reduce the CI of fossil fuel throughout lifecycle (e.g. process improvements)	Credit calculation is project-type specific based on GHG emissions reduced	Avoided emissions (tCO ₂ e) = Compliance credits
Low-carbon fuel suppliers (Producer / importer)	Supply low CI for use in Canada (e.g. ethanol)	[Liquid class credit reference carbon intensity - Specific lifecycle CI value] (gCO ₂ e/MJ) × Energy supplied (MJ) ÷ 1 000 000 (g/t)	Avoided emissions (tCO ₂ e) = Compliance credits
Charging site hosts / network operators / fueling station operators or owners / low-carbon fuel suppliers	Supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies (e.g. electric vehicles, natural gas vehicles, hydrogen fuel cell vehicles)	[Energy Efficiency Ratio × Liquid class credit reference CI - Specific lifecycle CI value] (gCO ₂ e/MJ) × Energy supplied (MJ) ÷ 1,000,000 (g/t)	Avoided emissions (tCO ₂ e) = Compliance credits

Tableau 2 : Illustration des mesures par participant sur le marché des unités de conformité

Participants	Mesures	Calcul des unités de conformité	Résultat
Fournisseurs principaux (raffinerie, usine de valorisation ou importateur)	Fourniture de combustibles fossiles liquides (essence, par exemple)	Exigence annuelle de réduction de l'IC (g d'éq. CO ₂ /MJ) × Combustibles fossiles fournis (MJ) ÷ 1 000 000 g/t	Émissions (t d'éq. CO ₂) = Déficits de conformité
Fournisseurs principaux / entreprises en amont ou en aval d'une raffinerie	Réduction de l'IC des combustibles fossiles le long du cycle de vie (améliorations des procédés, par exemple)	Le calcul des unités de conformité se fait par type de projet en fonction de la réduction des émissions de GES	Émissions évitées (t d'éq. CO ₂) = Unités de conformité

Participants	Mesures	Calcul des unités de conformité	Résultat
Fournisseurs de combustibles à faible IC (producteur ou importateur)	Fourniture de combustibles à faible IC pour utilisation au Canada (éthanol, par exemple)	$\frac{\text{[IC de référence de la catégorie des combustibles liquides]} \times \text{Valeur spécifique de l'IC sur le cycle de vie] (g d'éq. CO}_2\text{/MJ)} \times \text{Énergie fournie (MJ)}}{1\,000\,000 \text{ g/t}}$	Émissions évitées (t d'éq. CO ₂) = Unités de conformité
Hôtes de sites de recharge/ exploitants de réseaux de recharge/ exploitants ou propriétaires de stations ou de postes de ravitaillement/fournisseurs de combustibles à faible IC	Fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe (véhicules électriques, véhicules au gaz naturel, véhicules à pile à hydrogène, etc.)	$\frac{\text{[Rapport d'efficacité énergétique]} \times \text{IC de référence des combustibles liquides]} \times \text{Valeur spécifique de l'IC sur le cycle de vie] (g d'éq. CO}_2\text{/MJ)} \times \text{Énergie fournie (MJ)}}{1\,000\,000 \text{ g/t}}$	Émissions évitées (t d'éq. CO ₂) = Unités de conformité

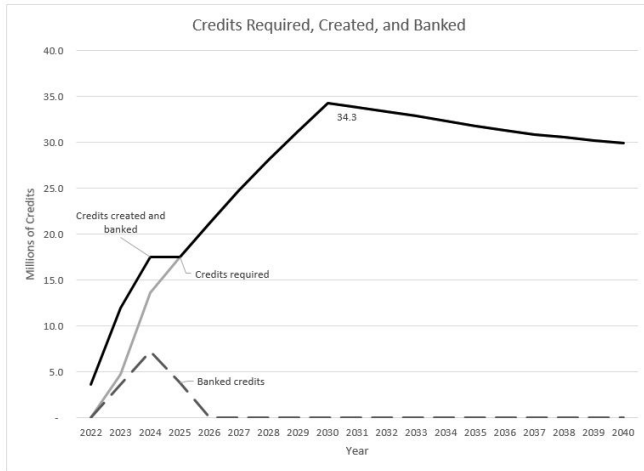
Benefits and costs

It is estimated that credit creation from actions that are expected to occur in the baseline, such as credits from low-carbon fuels supplied for federal and provincial blending mandates, plus banked credits from previous years, will be sufficient to fulfill the regulatory requirements for the first few years that the annual reduction requirements are in force (2023 and 2024), as shown in Figure 1. By 2025, credits from incremental actions will be required, and it is estimated that 2025 is the last year in which banked credits will be used and the first year in which the fund would be accessed. In 2026, it is estimated that credits from emerging technologies will be required to fulfill the annual CI reduction requirement. The fund and emerging technology pathways represent the highest cost compliance options that are available when cheaper options have all been exhausted. Emerging technologies make up the difference between the amount of credits required and credits from known pathways. For this analysis, actions taken using emerging technologies are assumed to cost the same as the fund. The Regulations reach full stringency in 2030 and required credits created reach a peak of 34.3 million. Total credits required decrease slightly from 2031 to 2040. This is because the demand for fossil fuel is expected to decline as zero-emissions vehicles (ZEVs) make up a growing share of vehicles on the road.

Avantages et coûts

On estime que la création d'unités de conformité obtenues à la suite de mesures prévues dans le scénario de référence, comme la fourniture de combustibles à faible IC conformément aux exigences fédérales et provinciales sur la teneur minimale en carburants renouvelables, ainsi que les unités de conformité accumulées dans les années précédentes seront suffisantes pour satisfaire aux exigences du règlement pendant les premières années où les exigences annuelles de réduction sont en vigueur (2023-2024), comme on peut le voir à la figure 1. Dès 2025, il faudra acquérir des unités de conformité par des mesures supplémentaires. Selon les estimations, 2025 serait la dernière année où l'on utilisera les unités de conformité accumulées et la première où l'on accéderait au fonds. En 2026, on estime qu'il faudra recourir à des unités de conformité issues de technologies émergentes pour répondre à l'exigence annuelle de réduction de l'IC. Le fonds et les technologies émergentes sont les voies de conformité disponibles qui coûtent le plus cher, voies auxquelles il est possible de recourir lorsque les possibilités moins coûteuses sont toutes épuisées. Les unités de conformité provenant des technologies émergentes comblent la différence entre le nombre d'unités requises pour se conformer et les unités provenant de voies de conformité connues. Dans cette analyse, on fait l'hypothèse que les mesures utilisant les technologies émergentes génèreraient des réductions différentielles à un coût par unité semblable à celui du fonds. C'est en 2030 que l'exigence de réduction

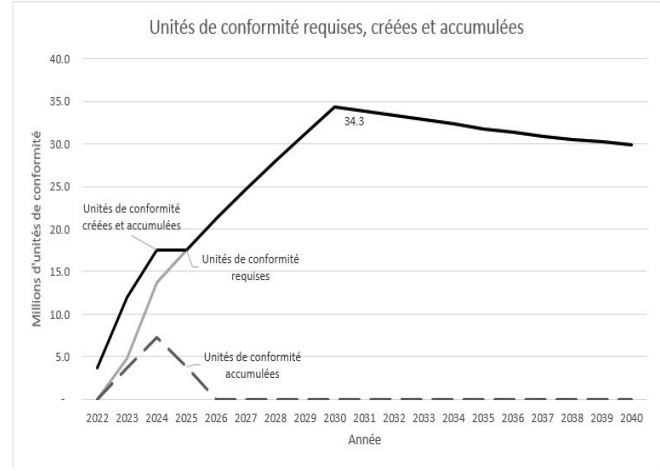
Figure 1: Estimated credits required, created and banked, 2022–2040 (millions)



The most significant costs will be incurred in 2024, as firms start to draw down their bank of credits and have to make significant capital investments in order to comply with increasingly more stringent CI reduction requirements. Incremental GHG emission reductions are expected to begin in 2025 as incremental projects come online. In 2030, when the Regulations reach full stringency, there will be incremental GHG emission reductions of about 18.0 megatonnes of carbon dioxide equivalent (Mt CO₂e). After 2030, it is estimated that incremental GHG emission reductions will decline to about 9.5 Mt in 2040. The compliance costs for the Regulations are also estimated to decline after 2030. This is because credits from actions expected to occur in the baseline rise over time as the CI requirement stays constant at 14 gCO₂e/MJ, resulting in non-incremental baseline credits crowding out credits from incremental actions. The CI reduction requirements after 2030 will be subject to a review of the Regulations and potential future amendments. A large increasing source of baseline credits are expected to come from compliance category 3, as EVs are expected to comprise a larger share of on-road vehicle make-up in response to the light-duty vehicle (LDV) ZEV sales targets.

de l'IC atteint son plus haut niveau, alors que le nombre d'unités de conformité créées atteindrait 34,3 millions. Le nombre total d'unités de conformité requises qui seront créées diminuera légèrement entre 2031 et 2040. En effet, on s'attend à ce que la demande de combustibles fossiles diminue, car les véhicules zéro émission (VZE) représentent une part croissante des véhicules sur la route.

Figure 1 : Nombre estimatif d'unités de conformité requises, créées et accumulées, 2022-2040 (millions)



Les coûts les plus importants seront occasionnés en 2024, alors que les entreprises commenceraient à puiser dans leurs unités de conformité accumulées et à faire d'importants investissements pour se conformer à des exigences de réduction de l'IC de plus en plus strictes. Il est estimé que les réductions différentielles d'émissions de GES commenceraient en 2025 à mesure que des projets supplémentaires seraient mis en œuvre. En 2030, qui est l'année où l'exigence annuelle de réduction annuelle atteindra son plus haut niveau, les réductions différentielles d'émissions de GES seront d'environ 18,0 mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone (Mt d'éq. CO₂). Il est estimé que, après 2030, les réductions différentielles d'émissions diminueront pour atteindre environ 9,5 Mt en 2040. Il est également estimé que les coûts pour se conformer au règlement diminueront après 2030. Cette diminution des réductions et des coûts est causée par l'augmentation avec le temps des unités de conformité obtenues par les mesures prévues dans le scénario de référence alors que l'exigence de réduction de l'IC demeure constante à 14 g d'éq. CO₂/MJ. Par conséquent les unités de conformité considérées non supplémentaires remplaceraient les unités de conformité provenant de mesures supplémentaires. Les exigences de réduction de l'IC après 2030 seront examinées dans le cadre de l'examen du règlement et pourraient faire l'objet de modifications dans le futur. On s'attend à ce qu'une importante source croissante d'unités de conformité prévues dans le scénario de référence provienne de la catégorie de conformité 3, car les véhicules électriques devraient représenter une plus grande part de la flotte de véhicules routiers en réponse aux objectifs de vente des véhicules légers zéro émission.

Figure 2: Incremental GHG emission reductions by year

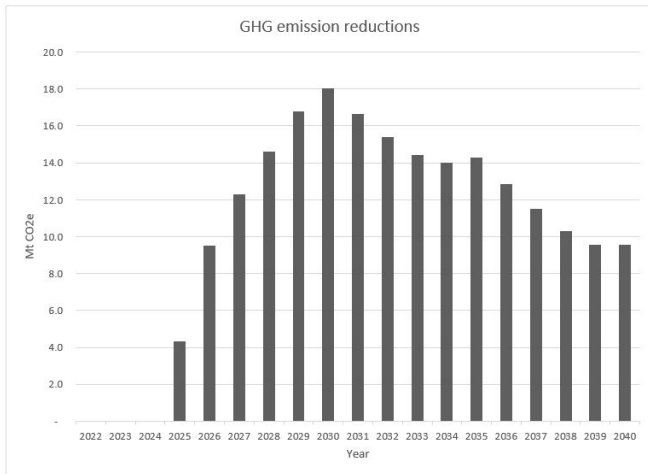
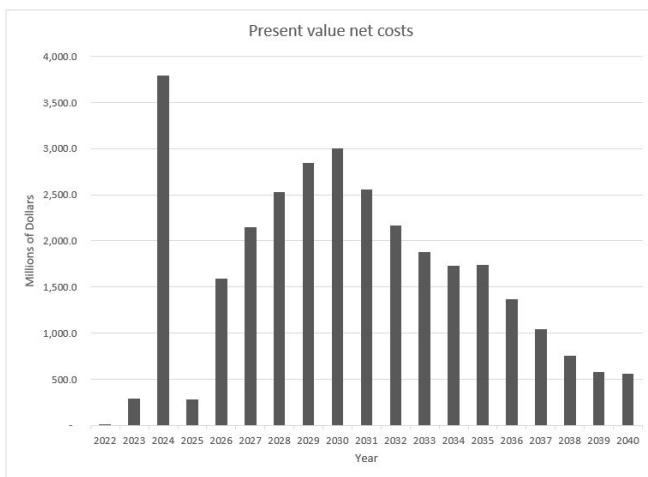


Figure 3: Present value net costs by year



Between 2022 and 2040, the incremental cumulative GHG (i.e. CO₂) emission reductions attributable to the Regulations are estimated to range from 151 to 267 Mt, with a central estimate of approximately 204 Mt. To achieve these GHG emission reductions, it is estimated that the Regulations could result in societal costs that range from \$22.6 to \$46.0 billion, with a central estimate of \$30.7 billion. The GHG emission reductions will be achieved at an estimated societal net cost per tonne between approximately \$111 and \$186, with a central estimate of \$151.

The social cost of carbon (SCC) is a monetary measure of the net global damage from climate change that results from an additional metric tonne of CO₂ emissions for a given year. When measuring the benefits associated with reductions in CO₂ (i.e. GHG) emissions, all federal government departments must use the SCC estimates published by the Department. The Department's central SCC estimate for the year 2020 is currently \$52/tCO₂, adjusted for

Figure 2 : Réductions différentielles des émissions de GES par an

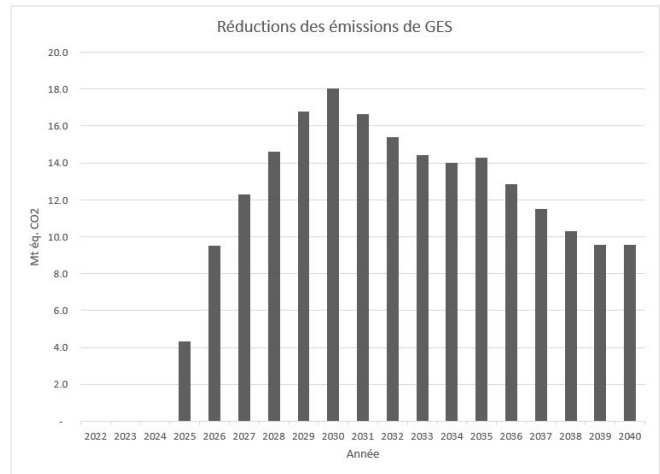
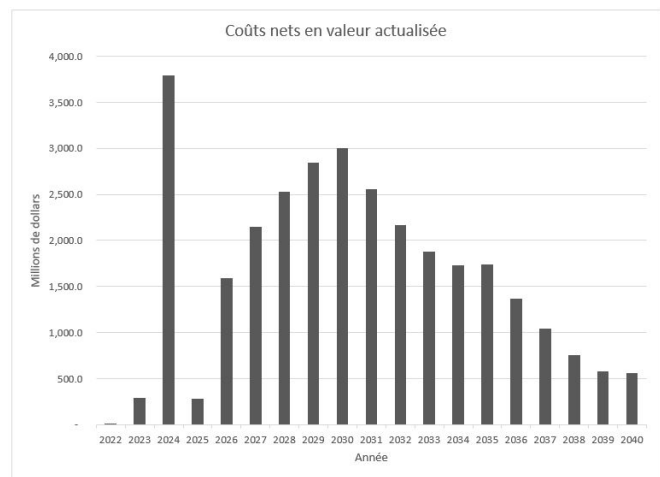


Figure 3 : Valeur actualisée des coûts nets par an



De 2022 à 2040, les réductions différentielles cumulatives des émissions de GES (c.-à-d. CO₂) attribuables au règlement sont estimées à une valeur de 151 à 267 Mt, l'estimation centrale étant d'environ 204 Mt. Pour atteindre ces réductions d'émissions de GES, il est estimé que le règlement pourrait entraîner des coûts sociétaux allant de 22,6 à 46,0 milliards de dollars, l'estimation centrale étant de 30,7 milliards de dollars. Les réductions des émissions de GES seront atteintes à un coût net sociétal par tonne qui est estimé à une valeur d'allant d'environ 111 \$ à 186 \$, l'estimation centrale étant de 151 \$.

Le coût social du carbone (CSC) est une mesure monétaire des dommages mondiaux nets du changement climatique résultant d'une tonne métrique supplémentaire d'émissions de CO₂ pour une année donnée. Pour mesurer les avantages associés aux réductions des émissions de CO₂ (c'est-à-dire de GES), tous les ministères fédéraux doivent utiliser les estimations du CSC publiées par le Ministère. L'estimation centrale du CSC du Ministère pour l'année

inflation. However, recent literature suggests the SCC values currently used by the federal government are out of date and are underestimated. While the Government's Strengthened Climate Plan, *A Healthy Environment and a Healthy Economy*, includes a commitment for the federal government to update the SCC estimates in use, revised estimates are currently not available.

Given the uncertainty associated with what an updated SCC might be, a break-even analysis was conducted that compares the net societal cost per tonne of the Regulations to the Departmental value of the SCC published in 2016, and to more recently published estimates of the SCC value found in the literature. A Monte Carlo analysis was also conducted to determine the probability of the benefits of the Regulations exceeding the costs, given the range of SCC estimates and net societal cost per tonne estimates. Overall, based on a Monte Carlo simulation, there is a high probability (75% chance) that updated SCC estimates will exceed the estimated societal cost per tonne estimates of the Regulations. As such, the Department concludes that it is plausible that the monetized benefits of the Regulations will exceed its costs.

The Regulations will increase production costs for primary suppliers, which will increase prices for households and industrial users. Credit creation will also generate revenue for low-carbon energy suppliers, which will make low-carbon fuels such as renewable diesel and energy sources such as electricity relatively less expensive. This will lead to decreased end-use demand for fossil fuels and increased end-use demand for lower-carbon fuels and energy sources, thereby reducing national GHG emissions.

To evaluate the direct impact of the Regulations as well as the effect of relative price changes on Canadian economic activity and GHG emissions, a macroeconomic analysis was completed. When price effects are taken into account, it is estimated that the Regulations will result in up to 26.6 Mt of GHG emission reductions, with a decrease in GDP of up to 0.3% in 2030, using an upper bound fuel price increase scenario where all credits are sold at the marginal cost per credit.

The costs of the Regulations will not be evenly distributed across society. Households and industrial sectors that consume more gasoline and diesel are expected to incur a higher impact. Given the wide variability among regional and sectoral impacts, the distributional impacts are presented in the distributional analysis of regulatory impacts section.

2020 est actuellement de 52 \$/t d'éq. CO₂, rajustée en fonction de l'inflation. Cependant, la littérature récente suggère que les valeurs du CSC actuellement utilisées par le gouvernement fédéral sont désuètes et sous-estimées. Bien que le plan climatique renforcé du gouvernement, un environnement sain et une économie saine, comprenne un engagement pour le gouvernement fédéral de mettre à jour les estimations du CSC qui sont utilisées, les estimations révisées ne sont pas disponibles présentement.

Compte tenu de l'incertitude associée à ce que pourrait être un CSC mis à jour, une analyse de seuil de rentabilité a été menée qui compare le coût net par tonne du règlement pour la société à la valeur du CSC du Ministère publiée en 2016 et aux estimations du CSC publiées plus récemment dans la littérature. Une analyse de Monte-Carlo a également été effectuée pour déterminer la probabilité que les avantages du règlement dépassent les coûts, compte tenu de l'étendue des estimations du CSC et des estimations du coût sociétal net par tonne. Dans l'ensemble, sur la base d'une simulation Monte-Carlo, il existe une forte probabilité (75 % de chances) que les estimations mises à jour du CSC dépassent les estimations du coût sociétal par tonne du règlement. Par conséquent, le Ministère en conclut qu'il est plausible que la valeur monétaire des avantages du règlement puisse excéder ses coûts.

Le règlement augmentera les coûts de production pour les fournisseurs principaux, ce qui entraînera une hausse des prix pour les ménages et les utilisateurs industriels. Les revenus générés par la création d'unités de conformité rendront les sources d'énergie à faible IC comme l'électricité relativement moins coûteuse en comparaison. Cela entraînera une diminution de la demande pour les combustibles fossiles et une augmentation de la demande pour des combustibles et sources d'énergie à faible IC, ce qui réduira ainsi les émissions nationales de GES.

Afin d'évaluer l'incidence directe du règlement ainsi que l'effet des variations relatives des prix sur l'activité économique canadienne et les émissions de GES, une analyse macroéconomique a été effectuée. En tenant compte de ces effets de prix, il est estimé que le règlement entraînera des réductions d'émissions de GES d'au plus 26,6 Mt accompagnées d'une diminution du PIB d'au plus 0,3 % en 2030, selon un scénario de limite supérieure d'augmentation des prix des combustibles où toutes les unités de conformité sont vendues au coût marginal par unité.

Les coûts du règlement ne seront pas répartis uniformément dans la société. Les ménages et les secteurs industriels qui consomment plus d'essence et de diesel devraient subir des répercussions plus importantes. Compte tenu de la grande variabilité des répercussions régionales et sectorielles, la répartition des répercussions est présentée dans la section d'analyse de répartition des répercussions du règlement.

Analytical framework

TBS guidance: The impacts of the Regulations have been assessed in accordance with the Treasury Board of Canada Secretariat (TBS) *Canadian Cost-Benefit Analysis Guide*.²⁵ Impacts have been identified, quantified and monetized where possible, and compared incrementally to a non-regulatory scenario.

Key impacts: The logic model in Figure 4 illustrates the incremental impacts of the Regulations that are quantified and monetized in this analysis. Compliance actions under the Regulations will result in incremental domestic GHG emission reductions, net capital and operating costs for industry, as well as administrative costs for both industry and government. Compliance costs are also expected to decrease the demand for energy and therefore on economic output. This will further reduce GHG emissions. Other impacts are assessed qualitatively.

The Regulations will work in combination with other federal, provincial, and territorial climate change policies to create an incentive for firms to invest in innovative technologies and fuels by setting long-term, predictable and stringent targets. The broad range of compliance strategies allowed under the Regulations will also allow fossil fuel suppliers the flexibility to choose the lowest-cost compliance actions available. If the Regulations induce more long-term innovation and economies of scale than projected in the estimates presented in this analysis, then the Regulations could result in lower costs and greater reductions, particularly over a longer time frame.

Cadre d'analyse

Lignes directrices du SCT : Les incidences du règlement ont été analysées conformément au *Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada* du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada²⁵. Les effets de la réglementation ont été cernés, quantifiés et leurs valeurs monétaires ont été estimées dans la mesure du possible. Cette analyse est effectuée de manière différentielle comparativement à un scénario de référence sans réglementation.

Principales incidences : Le modèle logique présenté à la figure 4 illustre les effets différentiels du règlement qui sont quantifiés et évalués sous forme de valeurs monétaires dans cette analyse. Les mesures prises pour se conformer au règlement apporteraient des réductions différentielles des émissions de GES au Canada, des coûts nets d'immobilisations et d'exploitation pour l'industrie et des coûts administratifs tant à l'industrie qu'au gouvernement. Les coûts de conformité devraient réduire la demande d'énergie et, par conséquent, la production économique. Cela va réduire davantage les émissions de GES. Les autres incidences sont évaluées de manière qualitative.

Le règlement fonctionnera en conjonction avec d'autres politiques fédérales, provinciales et territoriales sur les changements climatiques pour créer un incitatif aux entreprises à investir dans des technologies et des combustibles novateurs en établissant des cibles de réduction à long terme, strictes et prévisibles. Le large éventail de stratégies de conformité autorisées en vertu du règlement donnera également aux fournisseurs de combustibles fossiles la flexibilité de choisir les mesures de conformité les moins coûteuses disponibles. Si le règlement entraîne plus d'innovation à long terme et d'économies d'échelle que ce qui est prévu dans l'estimation présentée dans cette analyse, le règlement pourrait entraîner des réductions plus importantes et une baisse des coûts, en particulier sur une période plus longue.

Figure 4: Logic model for the analysis of the Regulations

Compliance actions taken under the Regulations	→	Reduction in domestic GHG emissions	→	Reduction in climate change damages	→	Social benefits
	→	Net compliance costs	→	Reduction in economic output	→	Social costs

Figure 4 : Modèle logique de l'analyse du règlement

Mesures de conformité prises en vertu du règlement	→	Réduction des émissions nationales de GES	→	Réduction des dommages causés par les changements climatiques	→	Avantages sociaux
	→	Coûts nets de conformité	→	Réduction de la production économique	→	Coûts Sociaux

²⁵ The TBS Canadian Cost-Benefit Analysis Guide can be found on the [Government of Canada website on the Cabinet Directive on Regulations: Policies, guidance and tools](#).

²⁵ Il est possible de consulter le Guide d'analyse coûts-avantages pour le Canada au [site Web du gouvernement du Canada portant sur la Directive du Cabinet sur la réglementation \(politiques, lignes directrices et outils\)](#).

Baseline scenario: The baseline scenario assumes a status quo in which the Regulations are not implemented. The baseline scenario is based on 2021 GHG emission projections Reference Case, which itself uses the 2021 GHG emissions inventory as an input. Therefore, the baseline scenario accounts for the projected impacts associated with the COVID-19 pandemic. Independent industry and consumer actions to reduce GHG emissions have also been considered as part of the baseline scenario, to the extent possible (e.g. trends in electric vehicle uptake). The assumptions in the baseline scenario include the federal carbon pollution pricing backstop system increasing to \$170/tonne by 2030 (the federal backstop system), provincial carbon pricing policies, the future impact of relevant policies and measures taken or announced in detail by the federal, provincial and territorial governments as of November 2021, as well as incorporating the target of 100% sales of new light duty vehicles being ZEV in 2035.^{26,27}

Regulatory scenario: The analysis compares the expected impacts of the Regulations (the regulatory scenario) to a scenario that assumes the Regulations are not implemented (the baseline scenario). Societal costs are directly incurred as a result of the creation of compliance credits, not as a result of acquiring compliance credits in trade. Therefore, compliance credit purchases are a transfer payment between parties since a payment from one party to another is not considered a cost to society as a whole. Moreover, it is expected that some credit-creating activities taken under the Regulations will be attributable (or partially attributable) to other federal and provincial policies or industry action that would have occurred in the absence of the Regulations. Given this, it is expected that not all of these activities, and thus not all the costs and emission reductions associated with these activities, will be attributable to the Regulations. All benefits and costs presented will be incremental to the baseline scenario, unless otherwise specified.

Time frame of analysis: The time frame considered for this analysis is 2022 to 2040. The Regulations are assumed registered on July 1, 2022, and the CI reduction requirements for gasoline and diesel come into force on July 1, 2023, twelve months after the registration of the Regulations. The annual CI reduction requirement will become more stringent between 2023 and 2030, starting at 3.5 gCO₂e/MJ in 2023, reaching 14 gCO₂e/MJ by 2030.

Scénario de référence : Dans le scénario de référence, on suppose un statu quo dans le cadre duquel le règlement ne serait pas mis en œuvre. Ce scénario repose sur les projections des émissions de GES du scénario de référence de 2021 qui à son tour utilise l'inventaire des émissions de GES de 2021 comme données d'entrée. Il prend donc en compte les répercussions prévues de la pandémie de COVID-19. Les mesures indépendantes prises par l'industrie et les consommateurs pour réduire les émissions de GES sont autant que possible comprises dans le scénario de référence (par exemple les tendances d'achat de véhicules électriques). Les hypothèses du scénario de référence comprennent l'augmentation du filet de sécurité fédéral sur la tarification de la pollution par le carbone à 170 \$/tonne d'ici 2030 (le filet de sécurité fédéral), les politiques provinciales de tarification du carbone, l'incidence future des politiques et des mesures pertinentes déjà adoptées ou annoncées en détail par les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux en date de novembre 2021, en plus d'intégrer l'objectif de 100 % des ventes de véhicules légers à zéro émission en 2035^{26,27}.

Scénario réglementaire : Dans cette analyse, les effets prévus du règlement (scénario réglementaire) sont comparés à un scénario où le règlement ne serait pas mis en œuvre (scénario de référence). Des coûts sociétaux sont directement subis en raison de la création d'unités de conformité, et non de l'acquisition de telles unités de conformité par voie d'échange. Ainsi, les achats d'unités de conformité sont un paiement de transfert entre les parties, puisque le paiement d'une partie à une autre est considéré ne pas avoir de coût pour la société dans son ensemble. De plus, il est prévu que certaines activités créant des unités de conformité en vertu du règlement soient attribuables (en tout ou en partie) à d'autres politiques fédérales ou provinciales ou à d'autres actions de l'industrie puisqu'elles auraient été menées en l'absence du règlement. Ainsi, ces activités et, par conséquent, les coûts et les réductions d'émissions qui les accompagnent ne seraient pas tous attribuables au règlement. L'analyse présente les avantages et les coûts différentiels par rapport au scénario de référence, sauf indication contraire.

Période visée par l'analyse : La période d'analyse s'étend de 2022 à 2040. On fait l'hypothèse que le règlement est enregistré le 1^{er} juillet 2022. Les exigences de réduction de l'IC pour l'essence et le diesel entrent en vigueur le 1^{er} juillet 2023, soit douze mois après l'enregistrement du règlement. L'exigence annuelle de réduction de l'IC deviendra plus stricte entre 2023 et 2030, commençant à 3,5 g d'éq. CO₂/MJ en 2022 et plafonnant à 14 g d'éq. CO₂/MJ en

²⁶ For more information refer to the Government of Canada's [greenhouse gas emissions projections website](#) as well as [Canada's 2030 Emissions Reduction Plan](#).

²⁷ An EV LDV modelling was conducted prior to the 2030 Target of 60% was established. The modelling assumed a 50% sales target by 2030.

²⁶ Pour plus de renseignements, prière de consulter le [site Web Inventaire officiel canadien des gaz à effet de serre](#) ainsi que le [Quatrième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques \(PDF\)](#).

²⁷ La modélisation des véhicules électriques a été réalisée avant que l'objectif de vente de 60 % en VZE d'ici 2030 n'ait été établi. L'hypothèse utilisée dans la modélisation est que les VZE représenteraient 50 % des ventes en 2030.

A 2022 to 2040 time frame was considered sufficient for estimating most of the impacts, since GHG emission reductions are not expected to occur until 2025 and most of the costs are not expected to occur until 2024. Reductions and costs are also expected to decrease annually beyond 2030 as the annual CI reduction requirement stays constant at 14 gCO₂e/MJ and non-incremental credits from actions expected to occur in the baseline rise over time, crowding out credits from incremental actions. The CI reduction requirements after 2030 will be subject to a review of the Regulations and potential future amendments. Finally, forecasts of oil and natural gas prices and production are taken from the Canada Energy Regulator, which are available up to 2040.²⁸

Monetary costs: All monetary results are shown in 2021 Canadian dollars, inflating non-2021 values (using GDP Deflator data), and converting non-Canadian prices (2021 exchange rates).²⁹ When shown as present values, future year impacts have been discounted at 3% per year as per TBS guidance, and shown as present value in 2022.

Lifecycle analysis versus national inventory accounting

The Regulations require CI reductions along the lifecycle of fuels. A lifecycle approach considers the GHG emissions involved in multiple stages of the fuel's production process, from feedstock extraction or cultivation to fuel combustion. The lifecycle CI of fuels includes GHG emissions that occur over multiple years and in multiple sectors such as the emissions associated with the use of electricity inputs, fuel inputs, material and chemical inputs, transportation and land use change. This is fundamentally different from a national GHG inventory approach that quantifies GHG emissions from different industrial or economic sectors on an annual basis.

A national inventory approach accounts for emissions from imported finished fuels; however, it only accounts for the portion of those lifecycle emissions occurring within Canada's boundaries. This includes mainly the

2030. La période de 2022 à 2040 est jugée suffisante pour estimer la plupart des incidences, puisqu'il n'est pas prévu que les réductions des émissions de GES surviennent avant 2025 et que la plupart des coûts ne surviennent pas avant 2024. De plus, il est estimé que les réductions et les coûts diminueraient chaque année après 2030, puisque l'exigence de réduction annuelle de l'IC demeure constante à 14 g d'éq. CO₂/MJ et que les unités de conformité considérées non supplémentaires provenant des mesures prévues dans le scénario de référence augmenteraient progressivement, remplaçant les unités de conformité provenant de mesures supplémentaires. Les exigences de réduction de l'IC après 2030 seront examinées dans le cadre de l'examen du règlement et pourraient faire l'objet de modifications dans le futur. Finalement, les prévisions des prix et de la production de pétrole et de gaz naturel viennent de la Régie de l'énergie du Canada et sont disponibles jusqu'en 2040.²⁸

Coûts monétaires : Tous les résultats monétaires sont présentés en dollars canadiens de 2021 après inflation des valeurs autres que de 2021 (à l'aide des données du déflateur du PIB) et conversion des prix non canadiens (aux taux de change de 2021)²⁹. Lorsqu'elles sont présentées en valeur actualisée, les incidences des années à venir sont actualisées en dollars de 2022 à un taux de 3 % conformément aux lignes directrices du SCT.

Analyse de cycle de vie et comptabilité d'inventaire national

Le règlement exige des réductions d'IC sur le cycle de vie des combustibles. Dans une approche de cycle de vie, les émissions de GES rejetées au cours des divers stades du procédé de production d'un combustible sont prises en compte, depuis l'extraction ou la culture de la matière première jusqu'à la combustion de ce combustible. L'IC sur le cycle de vie des combustibles comprend des émissions de GES sur plusieurs années et provenant de plusieurs secteurs, comme les émissions associées à l'utilisation d'électricité, de combustible, de matériaux et de produits chimiques, les émissions rejetées durant le transport ou associées aux changements d'utilisation des terres. L'approche de cycle de vie est foncièrement différente de la méthode de calcul de l'inventaire national des GES qui estime les émissions de GES provenant des divers secteurs de l'industrie ou de l'économie sur une base annuelle.

La méthode de calcul de l'inventaire national tient compte des émissions par les combustibles finis importés, mais elle ne considère que la partie de ces émissions sur le cycle de vie qui se produisent à l'intérieur du Canada,

²⁸ For more information refer to the CER's publication on [Canada's Energy Future](#).

²⁹ Economic projections (including exchange rates and inflation) to 2023 are calibrated to Finance Canada's February 2019 Budget Fiscal Outlook and economic projections between 2024 and 2030 are based on Finance Canada's long-term projections.

²⁸ Pour plus de renseignements, prière de consulter la publication de la Régie de l'énergie du Canada « [Avenir énergétique du Canada](#) ».

²⁹ Nous avons étalonné les projections économiques (avec les taux de change et l'inflation) jusqu'en 2023 en nous reportant aux Perspectives financières et budgétaires de février 2019 de Finances Canada et, pour la période 2024-2030, aux projections à long terme de ce même ministère.

emissions from transporting, refining and processing the fuel, as well as its combustion in Canada. Lifecycle analysis (LCA) considers emissions from imported fuels that occur in other jurisdictions where these fuels are produced. National inventory accounting is a standardized approach used by participating countries in the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Using it enables comparisons between countries and provides a framework for the global accounting of emissions. The LCA approach is not concerned with national boundaries and seeks to quantify all emissions from the extraction or cultivation of the feedstock to the combustion of fuels. Compliance credits under compliance categories 2 and 3 will be created under the Regulations using the LCA approach, based on LCA CI values. For Compliance Category 1, the number of credits created will be determined in accordance with a quantification method (QM) that is consistent with International Standard ISO 14064-2 entitled *Specification with Guidance at the Project Level for Quantification, Monitoring and Reporting of Greenhouse Gas Emission Reductions or Removal Enhancements* and published by the International Organization for Standardization.

The Department used the national inventory accounting approach in order to estimate incremental GHG emissions reductions, which is consistent with the Departmental reference case and international reporting requirements. Canada's GHG inventory is developed, compiled, and reported annually by the Department, and is prepared in accordance with the UNFCCC reporting guidelines. Canada's emissions projections in the departmental reference case are based on end-use combustion emission intensities and include only domestic emissions. All emissions and removals attributed to direct land use change are excluded from the national emissions total.³⁰

Pathway modelling and analysis

The Regulations give primary suppliers flexibility in terms of how to comply. As such, it is not possible to forecast and monetize all possible compliance pathways that may exist now and in the future. To assess the impacts of the Regulations, a representative set of pathways for creating compliance credits were identified for each of the three categories of compliance credit-creation (actions that reduce the CI of the fossil fuel throughout its lifecycle; supplying low-carbon fuels; and supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies).

c'est-à-dire avant tout des émissions du transport, du raffinage et de la transformation des combustibles et de leur combustion au pays. Dans l'analyse de cycle de vie (ACV), les émissions de combustibles importés qui se produisent dans les autres juridictions où le combustible est produit sont prises en considération. La méthode de calcul de l'inventaire national est une approche normalisée qu'adoptent les pays adhérant à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Son utilisation permet de faire des comparaisons entre pays et fournit un cadre pour la comptabilisation mondiale des émissions. Dans son optique, l'ACV ne s'intéresse pas aux délimitations nationales et se propose de quantifier toutes les émissions des activités, depuis l'extraction ou la culture de la matière première jusqu'à la combustion des combustibles. C'est selon une approche de cycle de vie que seront créées les unités de conformité des catégories de conformité 2 et 3 dans le règlement, en fonction des valeurs d'IC sur le cycle de vie. Dans la catégorie de conformité 1, le nombre d'unités de conformité créées sera déterminé conformément à une méthode de quantification qui est conforme à la norme internationale ISO 14064-2, *Spécification et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la rédaction de rapports sur les réductions d'émissions ou les accroissements de suppressions des gaz à effet de serre*, de l'Organisation internationale de normalisation.

Le Ministère utilise la méthode de calcul de l'inventaire national pour estimer les réductions différentielles d'émissions de GES, ce qui s'accorde avec le scénario de référence du Ministère et les exigences internationales en matière de rapports. L'inventaire des GES au Canada est établi, assemblé et déclaré annuellement par le Ministère conformément aux lignes directrices de la CCNUCC. Dans le scénario de référence du Ministère, les projections d'émissions canadiennes sont estimées en fonction de l'intensité des émissions liées à la combustion en utilisation finale et comprennent uniquement les émissions au Canada. Toutes les émissions et les suppressions attribuables aux changements directs d'utilisation des terres (CDUT) sont exclues du total³⁰.

Modélisation et analyse des voies de conformité

Le règlement fournit de la flexibilité aux fournisseurs principaux quant à la façon dont ils peuvent se conformer. Il est donc impossible de prévoir et d'estimer la valeur monétaire de toutes les voies de conformité possibles aujourd'hui et dans le futur. Pour évaluer les répercussions du règlement, un ensemble représentatif de voies de création des unités de conformité a été défini dans chacune des trois catégories (réduction de l'IC des combustibles fossiles le long de leur cycle de vie, fourniture de combustibles à faible IC et fournitures de combustible ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe).

³⁰ For more information, refer to the [website for the Government of Canada's Greenhouse Gas Emissions Inventory](#).

³⁰ Pour plus de renseignements, consulter le [site Web Inventaire officiel canadien des gaz à effet de serre](#).

To the extent possible, the representative credit-creating pathways used for analysis have considered what has occurred in other jurisdictions with similar policies (such as California's *Low Carbon Fuel Standard*), as well as pathways that are technologically ready or commercially available today. The analysis attempts to identify the technical or economic barriers to achieving reductions under each credit-creating pathway in order to establish an upper bound estimate on the number of compliance credits that could be created for each pathway by 2030.

Some of the credits that will be created under the Regulations will not be directly attributable to the Regulations. These credits arising from baseline actions will count towards compliance but are not considered incremental in the analysis. Therefore, each potential pathway has been assessed in terms of compliance credits created, and incremental emission reductions and compliance costs through a partial equilibrium (or static) analysis. This analysis assumes that the demand for energy remains constant, and does not include energy price impacts on GDP and GHG emissions.

It is assumed that firms will choose the least-cost available credit-creating pathways in order to comply with the Regulations and pathways are ranked in the order of estimated cost per credit. Low-cost pathways may be chosen in part because of other policies (e.g. existing fuel blending requirements), or existing trends (e.g. electric vehicle uptake), or because of industry innovations that may develop in the absence of the Regulations (e.g. carbon capture and storage). As such, emission reductions and costs from these pathways will be considered as part of the baseline scenario and will not be attributed to the Regulations (non-incremental). Therefore, estimates of total pathway compliance credits may under or overestimate the incremental impacts of the Regulations. The analysis considers both estimates of compliance credits created and the likelihood of the attribution of their emission reductions and costs to the Regulations. The representative compliance pathways and their likelihood of attribution to the Regulations are presented in Table 3.

Table 3: Representative pathways and attribution to the Regulations

Representative Compliance Pathway	Attribution
Emerging technologies (e.g. co-processing)	Incremental
Compliance fund	Not quantified

Dans la mesure du possible, l'analyse tient compte de ce qui s'est produit dans d'autres administrations ayant adopté des politiques semblables (comme la norme californienne sur les combustibles à faible teneur en carbone), ainsi que les voies de conformité qui sont technologiquement prêtes ou commercialement disponibles maintenant. L'analyse tente d'identifier les obstacles techniques ou économiques à la réduction des émissions dans chaque voie de création d'unités de conformité, le but étant d'estimer une borne supérieure pour le nombre d'unités de conformité susceptibles d'être créées dans chacune des voies d'ici 2030.

Certaines des unités de conformité qui seront créées en vertu du règlement ne seront pas directement attribuables au règlement. Ces unités créées par des mesures prévues dans le scénario de référence pourront être utilisées pour se conformer, mais ne sont pas considérées comme des réductions différentielles dans l'analyse. Ainsi, pour chaque voie de conformité, les unités de conformité qui pourraient être créées, les réductions différentielles des émissions et les coûts de conformité ont été évalués au moyen d'une analyse d'équilibre partiel (ou statique). L'analyse se fonde sur l'hypothèse que la demande d'énergie est constante et ne tient pas compte de l'incidence des prix de l'énergie sur le PIB et les émissions de GES.

On fait l'hypothèse que les entreprises choisiront les voies de création des unités de conformité les moins coûteuses qui s'offrent à eux pour se conformer au règlement et les voies de conformité sont classées par ordre de coût estimatif par unité de conformité. Les voies à faible coût pourraient être choisies en partie à cause d'autres politiques (exigences existantes sur la teneur minimale en carburants renouvelables) ou d'autres tendances (adoption des véhicules électriques, par exemple) ou en raison d'innovations qui pourraient voir le jour dans l'industrie en l'absence du règlement (capture et stockage du carbone). Ainsi, les réductions d'émissions et les coûts de ces voies seront considérés comme faisant partie du scénario de référence et ne seront pas attribués au règlement (réductions et coûts non différentiels). Les estimations des unités de conformité pour l'ensemble des voies pourraient sous-estimer ou surestimer les effets différentiels du règlement. L'analyse tient compte à la fois des estimations des unités de conformité créées et de la probabilité d'attribution des réductions d'émissions et des coûts au règlement. Le tableau 3 présente les voies de conformité jugées représentatives avec la probabilité de leur attribution au règlement.

Tableau 3 : Voies représentatives et attribution au règlement

Voie de conformité représentative	Attribution
Technologies émergentes (cotraitement des biobruts, par exemple)	Supplémentaire
Fonds aux fins de conformité	Non quantifié

Representative Compliance Pathway	Attribution
Blending ethanol in the gasoline pool	Incremental
Blending biodiesel/HDRD in the diesel and light fuel oil pools	Incremental
Carbon capture and storage (CCS)	Incremental
Existing projects started after July 2017 and announced before the end of 2020	Non-incremental
Supplying electricity and natural gas/propane to advanced vehicle technologies	Non-incremental
Low-carbon fuels from existing blending mandates	Non-incremental

Impacts from compliance categories

The Regulations have three main categories of credit-creating actions: (1) actions that reduce the CI of the fossil fuel throughout its lifecycle; (2) supplying low-carbon fuels; and (3) supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies. The credit-creating actions have been assessed using representative pathways. Primary suppliers will also be able to comply by contributing to a compliance fund mechanism for up to 10% of their annual reduction requirement. The credit price under the fund is set in the Regulations at \$350 (in 2022 nominal dollars) per compliance credit (CPI adjusted). The estimated impacts of these categories of credit-creating actions and the fund are described below.

Compliance Category 1: Actions that reduce the carbon intensity of the fossil fuel throughout its lifecycle

Parties may be able to take actions along the lifecycle of fossil fuels that reduce the CI of the fuel. These actions could be taken by primary suppliers (e.g. refinery/upgrader) and by credit creators upstream or downstream of a primary supplier (e.g. crude/oil sands producer).

For Compliance Category 1, the number of credits created will be determined in accordance with a quantification method (QM), which specifies the eligibility criteria for the project as well as the approach for quantification. The Department will maintain a list of eligible quantification methods outside of the Regulations. Projects will have to generate emission reductions that are real and incremental to a defined baseline (i.e. additional) to be able to create compliance credits. For all quantification methods

Voie de conformité représentative	Attribution
Mélange d'éthanol dans le stock d'essence	Supplémentaire
Mélange de biodiesel ou de DRPH dans les stocks de diesel et de mazout léger	Supplémentaire
Captage et stockage du carbone	Supplémentaire
Projets ayant débuté après juillet 2017 et ayant été annoncé avant la fin de 2020	Non supplémentaire
Fournir de l'électricité ou du gaz naturel/propane pour les véhicules à technologie de pointe	Non supplémentaire
Combustibles à faible IC associés aux exigences existantes sur la teneur minimale en carburants renouvelables	Non supplémentaire

Incidences des catégories de conformité

Le règlement comprend trois grandes catégories de mesures de création d'unités de conformité : (1) réduction de l'IC des combustibles fossiles le long de leur cycle de vie; (2) fourniture de combustibles à faible IC; (3) fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe. Les mesures de création des unités de conformité ont été évaluées en déterminant des voies de conformité représentatives des trois catégories. Les fournisseurs principaux seront également en mesure de se conformer en contribuant à un mécanisme de fonds aux fins de conformité jusqu'à concurrence de 10 % de leur exigence de réduction annuelle. Le prix d'une unité de conformité au titre de fonds est spécifié dans le règlement et fixé à 350 \$ en 2022 (valeur nominale) [prix rajusté en fonction de l'IPC]. Les estimations des incidences de ces catégories de mesures de création d'unités de conformité et du fonds sont décrites dans les sections qui suivent.

Catégorie de conformité 1 : Mesures de réduction de l'intensité en carbone des combustibles fossiles le long de leur cycle de vie

Les parties pourraient prendre des mesures de réduction de l'IC le long du cycle de vie des combustibles fossiles. Ces mesures peuvent être réalisées par les fournisseurs principaux (par exemple les raffineries et les usines de valorisation) et les créateurs d'unités de conformité en amont ou en aval d'un fournisseur principal (producteur de pétrole brut et de sables bitumineux, par exemple).

Dans la catégorie de conformité 1, le nombre d'unités de conformité créées sera déterminé conformément à une méthode de quantification spécifiant les critères d'admissibilité des projets et l'approche retenue de quantification. Le Ministère maintiendra une liste des méthodes de quantification en dehors du règlement. Pour pouvoir créer des unités de conformité, les projets devront générer des réductions d'émissions réelles et supplémentaires à un cas de référence défini, c'est-à-dire additionnelles. Pour toute

other than the generic quantification method, this additionality will be assessed during the development of the quantification method. For the generic quantification method, additionality will be assessed at the project level. All quantification methods will be reviewed periodically for additionality, and maintained, modified or withdrawn accordingly.

The estimated compliance credits, costs, and reductions for representative credit-creating pathways in this category are presented below. The representative pathways for this category of credits are carbon capture and storage and enhanced oil recovery. Other project types are not included in the central analysis, but are still eligible for creating credits under other quantification methods. For example, refinery process improvements and methane conservation pathways are not included in the central case analysis, as other policies are expected to incentivize these actions, but are still eligible for creating credits under the generic quantification method.

Carbon capture and storage and enhanced oil recovery

Carbon capture and storage (CCS) captures CO₂ emissions from industrial facilities before they are released into the atmosphere. Once captured, the CO₂ is compressed and transported to a storage site, where it is injected underground in geological formations. The CO₂ captured can also be used for other purposes, often referred to as carbon capture, utilization and storage (CCUS). For example, CO₂ can be used as an additive to improve the integrity of products such as cement. A common subset of CCUS is enhanced oil recovery (EOR), which is a process that injects CO₂ underground into mature oil fields to increase the amount of oil that can be recovered from an oil reservoir while storing CO₂ underground.

Two quantification methods have been developed under the Regulations for CCS and EOR projects. Credits can be created for CCS and EOR projects that capture CO₂ emissions from facilities that produce liquid fossil fuels or crude oil and hydrogen production facilities that supply hydrogen to these facilities. To mitigate credit liability, a percentage of credits will be held back to cover risks of potential future leaks. The Regulations will apply a 0.5% discount factor for CCS credits that will never be returned to the project proponent.

Credit-creation: It is expected that about 1.1 million credits per year will be created from CCS/EOR projects

méthode de quantification autre que la méthode générique, le caractère additionnel sera évalué lors de l'élaboration de la méthode de quantification. Pour la méthode générique de quantification, le caractère additionnel sera évalué au niveau du projet. Toutes les méthodes de quantification seront réexaminées périodiquement quant à leur caractère additionnel et seraient maintenues, modifiées ou retirées en conséquence.

Les estimations des unités de conformité, de coûts et des réductions pour des voies représentatives de création d'unités de conformité dans cette catégorie sont présentées ci-dessous. Les voies représentatives dans cette catégorie sont le captage et le stockage du carbone et la récupération assistée des hydrocarbures. D'autres types de projets ne sont pas inclus dans l'estimation centrale, mais sont tout de même admissibles à la création d'unités de conformité au titre d'autres méthodes de quantification. Par exemple, les voies d'améliorations des procédés de raffinage et de conservation du méthane ne sont pas incluses dans l'estimation centrale, car d'autres politiques devraient encourager ces mesures, mais sont tout de même admissibles à la création d'unités de conformité au titre de la méthode de quantification générique.

Captage et stockage du carbone et récupération assistée des hydrocarbures

Le captage et le stockage du carbone (CSC) capturent des émissions de CO₂ des établissements industriels avant leur rejet dans l'atmosphère. Une fois capté, le CO₂ est comprimé et acheminé vers un lieu où il est injecté sous terre dans des formations géologiques. Le CO₂ capté peut servir à d'autres fins, ce qui est appelé captage, utilisation et stockage du carbone (CUSC). Ainsi, le CO₂ peut servir comme additif pour accroître l'intégrité de produits comme le ciment. Un sous-ensemble répandu des activités CUSC est celui de la récupération assistée des hydrocarbures (RAH), procédé d'injection sous terre de dioxyde de carbone dans des champs pétrolifères matures en vue d'accroître la quantité de pétrole à recouvrer d'un réservoir, tout en stockant le CO₂ sous terre.

Deux méthodes de quantification ont été élaborées dans le cadre du règlement pour les projets de CSC et de RAH. Des unités de conformité peuvent être créées par les projets de CSC et de RAH qui captent les émissions de CO₂ des installations qui produisent des combustibles fossiles liquides ou du pétrole brut et celles qui produisent de l'hydrogène qui est fourni à ces installations. Pour atténuer la responsabilité liée aux risques de fuites futures, une portion des unités de conformité de CSC et de RAH sera retenue à la source. Le règlement appliquera un facteur de 0,5 % pour les unités de conformité de CSC qui seront retenues et qui ne seront jamais restituées aux promoteurs de projet.

Création des unités de conformité : On estime qu'il se créerait 1,1 million d'unités de conformité annuellement

that started after July 1, 2017, but that were announced before the end of 2020. These actions will create early credits in the initial years following the registration of the Regulations.

There is a significant amount of uncertainty in the estimation of future CCS/EOR projects. CCS projects tend to have high capital costs that often vary by project. They are also dependent on the depth of storage, the storage site, and the method and materials required to capture and store carbon. According to the Global CCS Institute, the cost per tonne of CO₂ avoided in Canada could range from \$40 to \$260 depending on the sector. Costs of CCS can be reduced if there is opportunity for EOR; however, there also tends to be some technical uncertainty when implementing projects (e.g. issues with the amine solution at the Boundary Dam facility for the first few years of development).³¹

It is assumed that 3 million credits per year from additional CCS projects could come online before 2030 as a result of the Regulations. This is based on a combination of project announcements, upward pressures on new CCS projects through policy measures including the Investment Tax Credit, and a review of 2017 data from the Greenhouse Gas Reporting Program on facilities located near potential storage sites in the Alberta Industrial Heartland.³² While there is potential to exceed this estimate, upfront costs and technical uncertainties could limit the development of new creditable CCS/EOR projects during the initial years of implementation of the Regulations. CCS is expected to experience improvements in cost and technical performance into the future. It is reasonable to expect that there will be some increased CCS/EOR capacity in the long-term as the Regulations ramp up in stringency and demand for credits increases.

It is estimated that incremental credits from CCS/EOR projects will start in 2025 since baseline and banked credits will no longer be sufficient to fulfill the annual CI reduction requirement. As such, it is estimated that these projects will create about 1.1 million credits in 2022, rising to 4.1 million in 2030, and are assumed to remain constant at 2030 levels between 2031 and 2040.

par les projets de CSC/RAH ayant débuté après le 1^{er} juillet 2017, mais ayant été annoncés avant la fin de 2020. Les mesures en question créeraient des unités de conformité anticipées les premières années du règlement, dès la date d'enregistrement du règlement.

L'estimation des futurs projets de CSC/RAH comporte beaucoup d'incertitude. Les projets de CSC se caractérisent généralement par d'importants coûts d'immobilisations qui varient fréquemment selon les projets. Ils dépendent aussi de la profondeur et du lieu de stockage, ainsi que de la méthode et des équipements nécessaires au captage et au stockage du carbone. Selon le Global CCS Institute, le coût par tonne de CO₂ évitée au Canada pourrait varier de 40 \$ à 260 \$, selon le secteur. Les coûts de CSC pourraient diminuer s'il y a la possibilité de faire du RAH, mais il y a aussi une certaine incertitude technique dans la mise en œuvre de projets (par exemple les problèmes avec la solution d'amines à la centrale Boundary Dam les premières années de son aménagement)³¹.

On prévoit que 3 millions d'unités de conformité par an pourraient venir de projets de CSC supplémentaires avant 2030 grâce au règlement. Cette prévision est fondée sur la combinaison des informations suivantes : les annonces de projets, des pressions à la hausse sur la réalisation de nouveaux projets de CSC en raison de mesures politiques telles que le crédit d'impôt à l'investissement et un examen des données de 2017 du Programme de déclaration des gaz à effet de serre sur les installations situées près d'éventuels lieux de stockage dans le cœur industriel de l'Alberta³². Alors qu'il est possible de dépasser cette prévision, les coûts initiaux élevés et les incertitudes techniques pourraient limiter le développement de nouveaux projets de CSC/RAH pouvant créer des unités de conformité, durant les premières années de mise en œuvre du règlement. Le CSC devrait connaître des améliorations en matière de coûts et de performances techniques à l'avenir. On peut raisonnablement s'attendre à une certaine augmentation de la capacité de CSC/RAH à long terme au fur et à mesure que les exigences du règlement et la demande d'unités de conformité augmenteront.

On estime que les unités de conformité supplémentaires des projets de CSC/RAH commenceront en 2025, car les unités de conformité obtenues par les mesures prévues dans le cas de référence et les unités de conformité accumulées ne seront plus suffisantes pour satisfaire à l'exigence annuelle de réduction de l'IC. Ainsi, les unités de conformité provenant de ces projets sont estimées à 1,1 million en 2022 et à 4,1 millions en 2030, et on estime qu'elles demeureront au niveau de 2030 entre 2031 et 2040.

³¹ Irlam, L., (2017). Global CCS Institute, [Global Costs of Carbon Capture and Storage, 2017 Update \(PDF\)](#).

³² For more information, please refer to the [Government of Canada webpage on the Greenhouse Gas Reporting Program \(GHGRP\) - Facility Greenhouse Gas \(GHG\) Data](#).

³¹ Irlam, L., (2017). Global CCS Institute, [Global Costs of Carbon Capture and Storage, 2017 Update \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#).

³² Pour plus de renseignements, veuillez consulter la [page Web du gouvernement du Canada sur le Programme de déclaration des gaz à effet de serre \(PDGES\) - Données sur les gaz à effet de serre \(GES\) des installations](#).

Attribution: Any CCS/EOR projects that started after July 2017 but that were announced before the proposed Regulations were published in December 2020 are not considered incremental as they are expected to be attributable to federal and provincial subsidy programs. Since CCS/EOR projects tend to have high, upfront capital cost barriers and technical uncertainty, CCS/EOR projects are unlikely to occur without regulatory and policy incentives. Credits from the Regulations are expected to provide enough of an incentive such that CCS/EOR projects announced after the publication of the proposed Regulations will be considered attributable to the Regulations.

Incremental impacts: Cumulative reductions between 2022 and 2040 are estimated at 48 Mt of CO₂. The estimated capital cost of CCS/EOR is about \$1,250 million on average per Mt of annual CO₂ sequestered capacity. This estimate is based on data from large-scale CCS/EOR projects that have been completed in Canada and the U.S.³³ These projects were the first few of their kind in the U.S. and Canada, and it is expected that future projects could have lower costs as the technology matures.³⁴ However, declining technology costs have not been modelled given that there is uncertainty as to how much technology costs may decline over time. It is assumed that the operating costs for a given year are 4% of the capital costs (about \$50 million annually per Mt of CO₂ sequestered).³⁵ There could be substantial cost savings from projects that use EOR. However, due to a lack of data on the potential for oil recovery from such projects, the cost savings have not been modelled. Total capital costs for this pathway are estimated at \$3,785 million and total operating costs are estimated at \$1,902 million over the time frame of analysis. Overall, it is estimated that this pathway will result in a total compliance cost to industry of about \$5,686 million between 2022 and 2040.

Attribution : Les projets de CSC/RAH ayant débuté avant juillet 2017, mais ayant été annoncés avant la publication du projet de règlement en décembre 2020, ne sont pas considérés être supplémentaires, car ils seraient attribuables aux programmes de subventions fédéraux et provinciaux. Comme ces projets font face à des obstacles reliés à l'important investissement qu'ils exigent au départ et à des incertitudes techniques, il est peu probable qu'ils soient réalisés sans incitatifs réglementaires et politiques. Les unités de conformité du règlement devraient créer un incitatif suffisant pour que les projets de CSC/RAH annoncés après la publication du projet de règlement soient considérés comme attribuables au règlement.

Incidences différentielles : Les réductions cumulatives entre 2022 et 2040 sont estimées à 48 Mt de CO₂. Les coûts d'immobilisations de la voie CSC/RAH sont estimés à environ 1 250 millions de dollars en moyenne par Mt de capacité annuelle de stockage de CO₂. Cette estimation est fondée sur des données venant de projets de CSC/RAH à grande échelle qui ont été réalisés au Canada et aux États-Unis³³. Les projets en question ont été les premiers du genre dans les deux pays, et on s'attend à ce que les projets futurs présentent des coûts moins élevés à mesure qu'évoluera la technologie³⁴. Cependant, la baisse des coûts de la technologie n'a pas été modélisée, étant donné l'incertitude quant à l'ampleur de la diminution de ces coûts au fil du temps. On fait l'hypothèse que les coûts d'exploitation dans une année représentent 4 % des coûts d'immobilisations (environ 50 millions de dollars chaque année par Mt de CO₂ capté)³⁵. Les projets RAH pourraient permettre de réaliser des économies appréciables. Toutefois, en raison du manque de données sur le potentiel de récupération de pétrole de tels projets, les économies n'ont pas été modélisées. Les coûts totaux d'immobilisations pour cette voie sont estimés à 3 785 M\$ et les coûts totaux d'exploitation, à 1 902 M\$ pendant la période visée par l'analyse. Selon les estimations, cette même voie engendrerait des coûts totaux d'environ 5 686 M\$ à l'industrie entre 2022 et 2040.

³³ Sources used include the following: [Massachusetts Institute of Technology Carbon Capture and Sequestration Database](#); the [ZERO CO2 CCS database](#); the Irlam, L., (2017). [Global CCS Institute, Global Costs of Carbon Capture and Storage, 2017 Update \(PDF\)](#); Price, J. (2014). [Effectiveness of Financial Incentives for CCS. Bluewave Resources, LLC. \(PDF\)](#); the Alberta government [publications webpage on completed/announced CCS projects](#); NRCan [publications on completed/announced CCS projects](#); the [U.S. Office of Fossil Energy website](#); and various company websites.

³⁴ Irlam, L., (2017). [Global CCS Institute, Global Costs of Carbon Capture and Storage, 2017 Update \(PDF\)](#).

³⁵ Assumption based on [Canada's Oil Sands Innovation Alliance \(COSIA\), Sage Creek Consulting, and David Butler and Associates \(2017\). Oil Sands CO2 Pipeline Network Study \(PDF\)](#). The study finds that operating and maintenance costs for a given year are generally expressed as 3–5% of the installed capital costs. This analysis assumes an average of 4%.

³³ Les sources exploitées sont notamment les suivantes : [Massachusetts Institute of Technology, Carbon Capture and Sequestration Database \(disponible en anglais seulement\)](#); [ZERO CO2 CCS Database, Irlam, L., \(2017\). Global CCS Institute, Global Costs of Carbon Capture and Storage, 2017 Update \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#); Price, J. (2014). [Effectiveness of Financial Incentives for CCS, Bluewave Resources, LLC. \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#); publications du gouvernement de l'Alberta sur les projets CSC réalisés ou annoncés (disponible en anglais seulement); publications de Ressources naturelles Canada sur ces mêmes projets; le site Web de l'Office of Fossil Energy des États-Unis (disponible en anglais seulement); divers sites Web d'entreprises.

³⁴ Irlam, L., (2017). [Global CCS Institute, Global Costs of Carbon Capture and Storage, 2017 Update \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#).

³⁵ Hypothèse fondée sur les données de la [Oil Sands CO2 Pipeline Network Study de la Canada's Oil Sands Innovation Alliance \(COSIA\) de Sage Creek Consulting et de David Butler and Associates \(2017\) \[PDF, disponible en anglais seulement\]](#). Les auteurs de cette étude considèrent que les coûts d'exploitation et d'entretien d'une année représentent généralement de 3 % à 5 % du coût d'immobilisations installé. Leur analyse pose une moyenne de 4 %.

Higher estimate of CCS from other policy tools

The 2030 Emissions Reduction Plan (ERP) published on March 29, 2022, describes the many actions that are already driving significant reductions, as well as the new measures that will ensure that we reduce emissions across the entire economy to reach our emissions reduction target of 40 to 45% below 2005 levels by 2030 and put us on a path to achieve net-zero emissions by 2050.

The Government of Canada has announced or implemented several measures to boost the implementation of CCS. These measures include the ITC for Carbon Capture, Utilization, and Storage, the increased price of carbon pollution and the cap on oil and gas emissions. The ITC is a proposed investment tax credit for the capital invested in CCS projects with the goal of reducing emissions by at least 15 Mt of CO₂ annually. The Government intends to make the investment tax credit available in 2022.

Given the Regulations and other policies to encourage a strong adoption of the technology, it is expected that there will be more than 3 Mt of credits created from CCS projects by 2030. Credits created through the CCS pathway may likely exceed the central case estimate. A 3 Mt estimate was applied in the central case due to several factors. The first is a narrower scope of eligible CCS projects under the Regulations. CCS projects that are eligible for credit creation under the Regulations are limited to projects that reduce the CI of liquid fossil fuels. CCS facilities that are under operation to reduce emissions from industrial production, such as cement, are not eligible to create credits for the Regulations. Second, CCS tied to a biofuel production facility has not been considered within this compliance category. It is expected that reductions due to a CCS process for a biofuel facility will lower the CI of the low-carbon fuel, allowing the same volume of fuel to create more credits. The central case assumes a constant renewable and low-carbon fuel CI for the analysis period, however, a sensitivity analysis scenario examining a lowering of the CI has been conducted. A different sensitivity analysis scenario examines if the uptake in creditable incremental CCS is double the central case, bringing the total to 6 million credits. Uncertainty of the overall CCS credits is addressed in the uncertainty of impact estimates section.

Estimation plus élevée du CSC en raison d'autres outils politiques

Le Plan de réduction des émissions pour 2030, publié le 29 mars 2022, décrit les nombreuses mesures qui entraînent déjà des réductions importantes des émissions et les nouvelles mesures qui nous permettront de réduire les émissions dans tous les secteurs de l'économie, afin d'atteindre notre objectif de réduire de 40 à 45 % les émissions sous les niveaux de 2005 d'ici 2030 et de mettre le cap sur la carboneutralité d'ici 2050.

Le gouvernement du Canada a annoncé ou mis en œuvre plusieurs mesures pour stimuler la mise en œuvre du CSC. Ces mesures comprennent le crédit d'impôt à l'investissement pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone, l'augmentation de la tarification de la pollution par le carbone et le plafonnement des émissions de pétrole et de gaz. Le crédit d'impôt à l'investissement est un crédit d'impôt à l'investissement proposé pour le capital investi dans des projets de CSC dans le but de réduire les émissions d'au moins 15 Mt de CO₂ par an. Le gouvernement a l'intention de rendre disponible le crédit d'impôt à l'investissement en 2022.

Compte tenu du règlement et d'autres politiques visant à encourager une forte adoption de cette technologie, on s'attend à ce qu'il y ait plus de 3 Mt d'unités de conformité créées à partir de projets de CSC d'ici 2030. Le nombre d'unités de conformité créées par la voie du CSC pourrait probablement dépasser l'estimation centrale. L'estimation centrale comprend 3 Mt en raison de plusieurs facteurs. Le premier est une portée plus restreinte des projets de CSC admissibles en vertu du règlement. Les projets de CSC admissibles à la création d'unités de conformité au titre du règlement sont limités aux projets qui réduisent l'IC des combustibles fossiles liquides. Les installations de CSC qui sont exploitées pour réduire les émissions de la production industrielle, comme le ciment, ne sont pas admissibles à la création d'unités de conformité au titre du règlement. Deuxièmement, le CSC lié à une installation de production de biocombustibles n'a pas été pris en compte dans cette catégorie de conformité. On s'attend à ce que les réductions dues à un procédé de CSC pour une installation de biocombustible réduisent l'IC du combustible à faible IC, permettant au même volume de combustibles de créer plus d'unités de conformité. Dans l'estimation centrale, on fait l'hypothèse que l'IC des carburants renouvelables et des combustibles à faible IC est constante pour la période d'analyse, cependant, un scénario d'analyse de sensibilité examinant une baisse de l'IC a été étudié. Un scénario d'analyse de sensibilité différent examine la situation où l'utilisation du CSC supplémentaire, pouvant créer des unités de conformité, serait le double de l'estimation centrale, ce qui porterait le total à 6 millions d'unités de conformité. L'incertitude des unités de conformité CSC globales est abordée dans la section sur l'incertitude des estimations d'impact.

In addition, there will not be credit creation for emission reductions associated with exported fossil fuels, which represents a significant amount of crude oil production in Canada. For example, if a CCS project is undertaken at in situ operation, and 90% of the crude is exported to the U.S., credits will only be awarded for 10% of captured and sequestered emissions.

Compliance Category 2: Supplying low-carbon-intensity fuels

Low-CI fuel producers and importers (the default credit creators) will create credits by supplying low-carbon fuels for use in Canada. Based on similar policies in other jurisdictions (e.g. British Columbia, California), the most likely representative pathways under this category will be to increase the supply of the following low-CI fuels: ethanol in gasoline, biodiesel in diesel and light fuel oil (LFO), hydrogenation-derived renewable diesel (HDRD) in diesel and LFO.^{36,37}

Technical and economic blending barriers

The United States Environmental Protection Agency (EPA) has registered ethanol blends of up to 15% (E15) as a fuel for use in model year 2001 and later for new cars, light-duty trucks, and medium-duty passenger vehicles. Therefore, it is expected that the future vehicle fleet in Canada could handle E15 by 2030 as a pathway under the Regulations.³⁸

However, to accommodate an ethanol blend above 10%, terminals would have to store fossil fuels with higher volumes of low-carbon fuel. It is expected that they will incur capital and operating costs to install or upgrade infrastructure (such as the installation of additional storage or shipping capacity). Additionally, retail and cardlock fuelling stations will have to provide blended fuel to end users. It is assumed that most fuelling stations are currently equipped to handle up to 10% ethanol. To blend up to E15, existing retail gas stations would need to either repurpose existing tanks and add a dispenser (low cost), or install a new tank and dispenser (high cost).

De plus, il n'y aura pas de création d'unités de conformité pour les réductions d'émissions associées aux combustibles fossiles exportés, qui représentent une quantité importante de la production de pétrole brut au Canada. Par exemple, si un projet de CSC est entrepris dans une installation in situ et que 90 % du pétrole brut est exporté vers les États-Unis, les unités de conformité ne seront accordées que pour 10 % des émissions captées et séquestrées.

Catégorie de conformité 2 : Fourniture de combustibles à faible intensité en carbone

Les producteurs et les importateurs de combustibles à faible IC (créateurs d'unités de conformité par défaut) créeront des unités de conformité pour la fourniture de ces combustibles pour utilisation au Canada. À en juger par les politiques adoptées en ce sens dans d'autres administrations (par exemple en Colombie-Britannique et en Californie), les voies représentatives les plus probables dans cette catégorie viseront à augmenter la fourniture des combustibles à faible IC suivants : éthanol dans l'essence, biodiesel dans le diesel et le mazout léger (ML), diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) dans le diesel et le mazout léger^{36,37}.

Obstacles techniques et économiques aux mélanges

Aux États-Unis, l'Environmental Protection Agency (EPA) a homologué les mélanges d'éthanol jusqu'à concurrence de 15 % (E15) comme combustible utilisable dans l'année de modèle 2001 et par la suite pour les voitures, les camionnettes et les véhicules moyens à passager. On s'attend ainsi à ce que le parc futur de véhicules au Canada puisse utiliser l'E15 d'ici 2030 comme voie de conformité dans le règlement³⁸.

Cependant, pour fournir un mélange d'éthanol supérieur à 10 %, les terminaux devraient stocker des combustibles fossiles d'une plus grande teneur en combustibles à IC. On peut s'attendre à ce qu'ils engagent des coûts d'immobilisations et d'exploitation pour installer l'infrastructure nécessaire ou la mettre à niveau (pour une plus grande capacité installée d'entreposage ou d'expédition). De plus, les détaillants devront fournir aux utilisateurs finaux des mélanges de carburant. On fait l'hypothèse que la plupart des stations-service au détail sont actuellement outillées pour fournir jusqu'à 10 % d'éthanol. Pour des mélanges jusqu'à E15, les stations-service existantes devraient soit réaffecter les réservoirs en place en ajoutant un distributeur (à faible coût), soit installer de nouveaux réservoirs avec distributeur (à coût élevé).

³⁶ A diesel substitute produced from vegetable oils or waste residues made by an esterification process, also called "fatty acid methyl esters" (FAME).

³⁷ A diesel substitute produced from vegetable oils or waste residues made by a hydrotreating process, also called "hydro-treated vegetable oil" (HVO) or "renewable diesel."

³⁸ U.S. Environmental Protection Agency, Fuels Registration, Reporting, and Compliance Help. [E15 Fuel Registration](#).

³⁶ Substitut de diesel produit à partir d'huiles végétales ou de résidus de déchets par un procédé d'estérification aussi appelé « esters méthyliques d'acides gras » (EMAG).

³⁷ Substitut de diesel produit à partir d'huiles végétales ou de résidus de déchets par un procédé d'hydrotraitement, aussi appelé « huile végétale hydrotraitée » (HVH) ou « diesel renouvelable ».

³⁸ U.S. Environmental Protection Agency, Fuels Registration, Reporting, and Compliance Help. [E15 Fuel Registration \(disponible en anglais seulement\)](#).

A number of terminals and retail fuel stations are independent from the regulated parties and, may be unable or unwilling to incur capital costs to accommodate the higher blends of ethanol. Furthermore, with a 100% sales target for ZEV LDV sales by 2035, it is expected that the demand for gasoline will significantly decrease. Capital expenditure in retail fuel stations may shift towards accommodating EV charging infrastructure over projects to increase fuel blending beyond existing operational constraints. As such, it may be more reasonable to expect ethanol blend of 10% in jurisdictions where there is no other blending mandate.

For biodiesel, the majority of North American engine manufacturers endorse up to a 5% biodiesel in diesel blend (B5). The Engine Manufacturers Association issued a technical statement indicating biodiesel use up to B5 should not cause engine or fuel systems problems.³⁹ As biodiesel becomes more widely tested and used, manufacturers will be in a better position to support the use of higher blends. Warranty coverage of B20 and higher is offered by select manufacturers under specific conditions. However, similar to the use of regular diesel, some manufacturers may limit the scope of their warranties by stating that failures from the use of any fuel cannot be attributed to a factory defect. Therefore, the cost of repair under these circumstances (if any) would not be covered by certain warranties. As a result, it is expected that the future vehicle fleet in Canada could handle biodiesel blends of up to 5% by 2030.⁴⁰

HDRD is a drop-in fuel, with properties indistinguishable from those of petroleum diesel. It has been successfully tested up to a 50% blend at various climate conditions in existing diesel-fuelled engines.⁴¹ However, HDRD currently competes with biodiesel for feedstock and is more costly to produce than biodiesel and petroleum diesel.⁴² Domestic HDRD consumption in 2017 was 250 million litres. HDRD is not produced domestically and global production in 2017 of HDRD was only about 4 billion litres per year.^{43,44} Given this, it may be more reasonable to

Un certain nombre de terminaux et de stations-service au détail sont indépendants des parties réglementées et peuvent ne pas être en mesure ou ne pas vouloir engager de dépenses en immobilisations pour fournir les mélanges d'éthanol plus élevés. De plus, avec un objectif de 100 % des ventes de véhicules légers ZEV d'ici 2035, on s'attend à ce que la demande d'essence diminue considérablement. Les dépenses en capital dans les stations-service au détail peuvent se diriger vers l'aménagement d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques au lieu des projets permettant d'augmenter la teneur en combustibles à faible IC au-delà des contraintes opérationnelles existantes. À ce titre, il est plus raisonnable de s'attendre à un mélange d'éthanol de 10 % dans les administrations où il n'y a pas d'autre mandat de mélange.

En ce qui concerne le biodiesel, la majorité des fabricants de moteurs nord-américains adhèrent à une norme de teneur maximale de 5 % de biodiesel dans le diesel (B5). L'Engine Manufacturers Association a produit un énoncé technique où elle indique qu'une teneur en biodiesel maximale de B5 ne devrait pas poser de problèmes de moteur ni de circuit carburant³⁹. Plus le biodiesel deviendra largement contrôlé et utilisé, les fabricants devront être plus à même d'appuyer des teneurs plus élevées. Certains fabricants offrent une garantie pour une teneur B20 et plus dans des conditions bien précises. Toutefois, comme pour la consommation de diesel ordinaire, certains pourraient limiter la portée de leurs garanties en disant que les défaillances imputables à l'utilisation d'un combustible ne peuvent être taxées de vice de fabrication. Ainsi, le coût des réparations dans ces circonstances (s'il s'en produit) ne serait pas couvert par certaines garanties. Nous nous attendons, par conséquent, à ce que le futur parc de véhicules au Canada puisse utiliser des teneurs maximales en biodiesel de 5 % d'ici 2030⁴⁰.

Le DRPH est un combustible de remplacement dont les propriétés ne peuvent être distinguées de celles du diesel de pétrole. Il a été essayé avec succès jusqu'à une teneur de 50 % dans diverses conditions climatiques et dans les moteurs diesel existants⁴¹. Il est toutefois en concurrence aujourd'hui avec le biodiesel pour la matière première et est plus cher à produire que le biodiesel et le diesel de pétrole⁴². La consommation nationale de DRPH était de 250 millions de litres en 2017. Il n'est pas produit au pays et sa production en 2017 dans le monde était seulement

³⁹ For more information, refer to [NRCan's website on biodiesel market acceptance](#).

⁴⁰ For more information, refer to [NRCan's website on biodiesel](#).

⁴¹ Neste Corporation (2016). [Neste Renewable Diesel Handbook \(PDF\)](#).

⁴² NRCan study (2016), *Alternative Fuels in Emerging Applications*.

⁴³ USDA (2017). [Canada: Biofuels Annual 2017 GAIN Report. Foreign Agricultural Service](#).

⁴⁴ European Commission Sub Group on Advanced Biofuels (2017). *Final Report: Building up the future, cost of biofuel. Sustainable Transportation Forum*.

³⁹ Pour plus de renseignements, veuillez consulter le [site Web de RNCan sur l'acceptation du biodiesel sur le marché](#).

⁴⁰ Pour plus de renseignements, veuillez consulter le [site Web de RNCan sur le biodiesel](#).

⁴¹ Neste Corporation (2016), [Neste Renewable Diesel Handbook \(PDF, disponible en anglais seulement\)](#).

⁴² Étude de RNCan (2016), *Les carburants de remplacement dans les applications émergentes*.

expect HDRD blends closer to about 6% (or about 1.3 billion litres of additional HDRD) by 2030. This will require the construction of roughly three new HDRD facilities by 2030, either in Canada or globally.

Domestic production versus imports of low-carbon-intensity fuels

The Regulations are expected to provide market signals that will increase the demand for low-CI fuels in Canada. At the same time, Canada's Clean Fuels Fund will support domestic production by investing \$1.5 billion over five years to de-risk the capital investment required to build new or expand existing clean fuel production facilities in Canada. Additional volumes are expected to be met with a combination of increased domestic production and imports. The Regulations concerning credit creation do not differentiate between domestic and imported low-carbon fuels. The Regulations require the use of the Fuel LCA Model to calculate facility-specific CI values, and the same requirements apply to imported low-carbon fuels. Therefore, the lower the CI value a low-CI fuel has on a lifecycle basis, the more credits the low-CI fuel producer or importer will obtain. Existing producers and importers of low-CI fuel in Canada are expected to benefit from the demand created by the Regulations.

Between 2013 and 2017, domestic production of ethanol has been approximately 1.8 billion litres per year, while domestic consumption in the same period has been between 2.8 to 3.0 billion litres per year. The difference has been met by American ethanol imports.⁴⁵ The United States has a projected surplus for ethanol in 2030, estimated at 6 billion litres.⁴⁶ Midwestern states have enacted regulations to promote ethanol production as an indirect measure to support local farming.⁴⁷ Currently, Brazil is the largest importer of ethanol from the United States,

d'environ 4 milliards de litres par an^{43,44}. Vu ce qui précède, il pourrait être plus raisonnable de s'attendre à des teneurs en DRPH plus proche de 6 % environ (soit 1,3 milliard de litres de plus approximativement) d'ici 2030. En gros, cela nécessitera la construction de trois nouvelles installations de DRPH d'ici 2030, au Canada ou ailleurs dans le monde.

Production nationale et importation de combustibles à faible IC

Le règlement devrait envoyer des signaux au marché qui auront pour effet d'augmenter la demande de combustibles à faible IC au Canada. Parallèlement, le Fonds pour les combustibles propres du Canada soutiendra la production nationale en investissant 1,5 milliard de dollars sur cinq ans pour réduire les risques liés à l'investissement en capital nécessaire à la construction de nouvelles installations de production de combustibles propres ou à l'agrandissement de celles-ci. On s'attend à ce que la réaction à une hausse de la demande en volume soit une augmentation de la production intérieure et des importations à la fois. Le règlement ne distingue pas le marché national du marché d'importation quant à la façon de créer des unités de conformité pour les combustibles à faible IC. Le règlement exige l'utilisation du modèle ACV des combustibles pour calculer des valeurs d'IC spécifiques à une installation et les mêmes exigences s'appliquent à l'importation de ces combustibles. Plus la valeur IC d'un combustible diminue sur son cycle de vie, plus le nombre d'unités de conformité augmente pour le producteur ou l'importateur. Nous prévoyons que les producteurs et les importateurs existants de ces combustibles au Canada profiteront de la demande créée par le règlement.

De 2013 à 2017, la production nationale d'éthanol a été d'environ 1,8 milliard de litres par an; pendant la même période, la consommation intérieure a varié au fil des ans de 2,8 à 3,0 milliards de litres. La différence a été comblée par les importations d'éthanol américain⁴⁵. Les États-Unis prévoient pour l'éthanol en 2030 un excédent estimé à 6 milliards de litres⁴⁶. Les États du Midwest ont pris des règlements de promotion de la production d'éthanol comme mesure indirecte de soutien à l'agriculture locale⁴⁷. À l'heure actuelle, le Brésil est le premier importateur

⁴⁵ U.S. Department of Agriculture (USDA) (2017). Global Agricultural Information Network (GAIN) Report: Canada-Biofuels Annual-2017.

⁴⁶ U.S. Energy Information Administration. [Annual Energy Outlook 2018, Table: Petroleum and Other Liquids Supply and Disposition](#). *Independent Statistics and Analysis*.

⁴⁷ U.S. Energy Information Administration. [Total Energy Data: Annual Energy Review](#). *Independent Statistics and Analysis*.

⁴³ Département de l'agriculture des États-Unis (2017), [Canada: Biofuels Annual 2017 GAIN Report \(disponible en anglais seulement\)](#), *Foreign Agricultural Service*.

⁴⁴ Sous-groupe sur les biocarburants avancés de la Commission européenne (2017), rapport final : Building up the future, cost of biofuel. *Sustainable Transportation Forum*.

⁴⁵ Département de l'agriculture des États-Unis (2017), Global Agricultural Information Network (GAIN), rapport Canada-Biofuels Annual-2017.

⁴⁶ U.S. Energy Information Administration, [Annual Energy Outlook 2018, Table: Petroleum and Other Liquids Supply and Disposition \(disponible en anglais seulement\)](#), *Independent Statistics and Analysis*.

⁴⁷ U.S. Energy Information Administration, [Total Energy Data: Annual Energy Review \(disponible en anglais seulement\)](#), *Independent Statistics and Analysis*.

followed by Canada. Given these factors, it is possible that Canada could import additional volumes of ethanol needed (about 0.7 billion litres) to achieve E10 in jurisdictions where no higher blend rate is required.

Approximately 1 billion litres of additional biodiesel will be required to achieve a 5% blend rate in 2030. Domestic biodiesel demand in 2017 was approximately 550 million litres. Canada currently produces enough biodiesel domestically to meet this demand at about 600 million litres. However, Canadian producers exported 300 million litres to the United States in order to take advantage of tax incentives available there for low-carbon fuels. The remaining domestic demand for biodiesel was imported.⁴⁸ Importing the required quantities is possible; however, if this pathway is taken, regulated parties may have to pay a higher price for biodiesel. Based on recent announcements, commercial HDRD projects in Canada are anticipated to begin production in the coming months and over the next few years. However, there is not yet certainty that these volumes of HDRD would stay in Canada. As such, it is assumed that additional volumes of HDRD will be imported in the near future.

Given the availability of imports and the capital cost barriers involved with a rapid scale up in domestic supply, the analysis assumes for simplicity that additional volumes of ethanol, biodiesel and HDRD supply will be met by imports. Nonetheless, it is reasonable to expect that there will be some increased domestic production in the long-term as the Regulations ramp up in stringency and demand for low-CI fuels increase. This will provide a stronger and more reliable signal to investors with regard to de-risking capital investments. In addition, if the CI value of domestically produced low-CI fuels are lower than imported low-CI fuels, this will provide an additional incentive for domestic production.

Credits created from supplying low-carbon-intensity fuels

Credits will be earned by low-carbon fuel producers and importers for the amount of low-carbon fuel supplied in Canada and will be issued using an LCA approach. The same volume of renewable fuel used to meet federal and provincial volumetric blending requirements and low-carbon fuel standards may be used to create credits under the Regulations.

d'éthanol des États-Unis, suivi à cet égard du Canada. Vu ces facteurs, il est possible que le Canada importe des quantités supplémentaires d'éthanol grâce au règlement (environ 0,7 milliard de litres) afin d'atteindre une teneur E10 dans les administrations où aucun taux de mélange plus élevé n'est exigé.

Il faudra environ 1 milliard de litres de biodiesel de plus pour réaliser un taux de mélange de 5 % en 2030. La demande intérieure de biodiesel s'est établie à environ 550 millions de litres en 2017. Le Canada produit actuellement sur son sol assez de biodiesel pour répondre à cette demande à environ 600 millions de litres. Il reste que les producteurs canadiens ont exporté 300 millions de litres vers les États-Unis pour tirer parti des encouragements fiscaux offerts là-bas au titre des combustibles à faible IC. Pour le reste de la demande intérieure de biodiesel, la source a été l'importation⁴⁸. Il est possible d'importer les quantités requises, mais si elles s'engagent dans cette voie, les parties réglementées pourraient avoir à payer un prix supérieur pour le biodiesel. Selon les annonces récentes, des projets commerciaux de DRPH devraient commencer leur production dans les prochains mois et dans les prochaines années. Toutefois, il n'est pas encore certain que ces volumes de DRPH seront destinés au Canada. Par conséquent, on fait l'hypothèse que les volumes supplémentaires de DRPH seront importés dans un futur proche.

Compte tenu de la disponibilité des importations et de l'obstacle que représentent les coûts d'immobilisations pour une progression rapide de l'offre intérieure, on fait l'hypothèse dans l'analyse, par souci de simplicité, que les quantités supplémentaires d'éthanol, de biodiesel et de DRPH viendront des importations. Néanmoins, il est aussi raisonnable d'attendre une certaine hausse de la production intérieure à long terme à mesure que les exigences du règlement et que la demande de combustibles à faible IC augmenteront. Ce sera là un signal plus fort et plus fiable aux investisseurs en matière de réduction des risques des investissements. De plus, si les combustibles à faible IC sont d'une IC moindre dans la production intérieure qu'à l'importation, cela favorisera encore plus la production nationale.

Création des unités de conformité pour la fourniture de combustibles à faible IC

Des unités de conformité seront créées par les producteurs et les importateurs pour les combustibles à faible IC fournis au Canada et le nombre sera déterminé par une approche d'analyse de cycle de vie. La même quantité de carburant renouvelable permettant de respecter les exigences volumétriques applicables au mélange et les normes relatives aux combustibles à faible IC aux deux paliers fédéral et provincial pourrait servir à créer des unités de conformité dans le règlement.

⁴⁸ USDA (2017). *Canada: Biofuels Annual 2017 GAIN Report*. Foreign Agricultural Service.

⁴⁸ Département de l'agriculture des États-Unis (2017), *Canada: Biofuels Annual 2017 GAIN Report (disponible en anglais seulement)*, Foreign Agricultural Service.

The regulatory scenario assumes that by 2030, the ethanol content in gasoline increases to 10%, and biodiesel and HDRD content in diesel and LFO increases to 5% and 6% respectively on a volumetric basis, up from baseline levels. Credits are estimated by multiplying the amount of energy supplied under the regulatory scenario by the difference between the liquid class credit reference values (shown in Table 1 above) and the CI of the low-carbon fuel. For the purpose of this analysis, national average LCA CI values are used in the calculation of credits and are estimated at 49 gCO₂e/MJ for ethanol, 26 gCO₂e/MJ for biodiesel and 29 gCO₂e/MJ for HDRD.⁴⁹ These LCA CI values were determined based on Canadian data and other lifecycle assessment tools, and were compared to fuel pathways submitted to British Columbia and California.

Table 4 shows the amount of fossil and low-carbon fuels supplied in Canada in the regulatory scenario between 2022 and 2030. In 2023, it is estimated that there will be 130 petajoules (PJ) of low-carbon fuel supplied in Canada. In 2026, credits from baseline activities and banked credits will no longer be sufficient to fulfill the annual CI reduction requirement. Therefore, it is estimated that biodiesel blending in diesel and LFO will increase above baseline levels in 2026 (at 142 PJ) while ethanol blending in gasoline and HDRD blending in diesel and LFO will increase above baseline levels in 2027 (at 180 PJ). Blend levels are assumed to increase linearly to the assumed blend rates in 2030 (at 293 PJ). The annual supply of low-carbon fuels remains relatively constant at 2030 levels between 2031 and 2040.

Table 4: Fossil and low-carbon fuels supplied in the regulatory scenario (PJ)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Gasoline	5 609	5 327	1 251	10 947	22 684
Diesel	5 206	4 969	1 199	12 147	23 520
LFO	270	224	50	458	1 002

⁴⁹ Methodology to estimate the interim baseline CI values for liquid fuels, Environment and Climate change Canada, 2018. Report available upon request.

Dans le scénario réglementaire, on fait l'hypothèse que, à l'horizon 2030, la teneur en éthanol dans l'essence en éthanol augmenterait pour atteindre 10 % et celles en biodiesel et en DRHP dans le diesel et du mazout léger augmenteraient pour atteindre 5 % et 6 % respectivement, en volume, par rapport aux niveaux du scénario de référence. Les unités de conformité sont estimées en multipliant la quantité d'énergie fournie dans le scénario réglementaire par la différence entre la valeur d'IC de référence de la catégorie des combustibles liquides (voir le tableau 1 plus haut) et l'IC des combustibles à faible IC. Aux fins de cette analyse, utilisons les valeurs moyennes nationales d'IC se fondant sur une approche d'analyse de cycle de vie pour calculer les unités de conformité. Ces valeurs moyennes sont estimées à 49 g d'éq. CO₂/MJ pour l'éthanol, à 26 g d'éq. CO₂/MJ pour le biodiesel et à 29 g d'éq. CO₂/MJ pour le DRPH⁴⁹. Ces valeurs d'IC sur le cycle de vie ont été estimées en se fondant sur les données canadiennes et d'autres outils d'évaluation de cycle de vie et elles ont été comparées aux valeurs approuvées par la Colombie-Britannique et à la Californie pour ces filières de combustibles.

Le tableau 4 indique les quantités de combustibles fossiles et à faible IC qui seraient fournies au Canada selon le scénario réglementaire entre 2022 et 2030. On estime qu'en 2023, 130 pétajoules (PJ) de combustibles à faible IC seront fournis au Canada. En 2026, les unités de conformité obtenues par les mesures prévues par le scénario de référence et les unités de conformité accumulées ne seront plus suffisantes pour satisfaire à l'exigence annuelle de réduction de l'IC. Ainsi, on estime que l'apport de biodiesel dans le diesel et le mazout léger s'élèveront au-dessus des niveaux prévus dans le scénario de référence en 2026 (à 142 PJ) et que l'apport d'éthanol dans l'essence et de DRPH dans le diesel et le mazout léger fera de même en 2027 (à 180 PJ). On fait l'hypothèse que les niveaux de mélange augmenteraient linéairement pour atteindre les teneurs prévues en 2030 (à 293 PJ). La fourniture de combustibles à faible IC serait relativement constante aux niveaux de 2030 entre 2031 et 2040.

Tableau 4 : Fourniture de combustibles fossiles et de combustibles à faible intensité en carbone selon le scénario réglementaire (PJ)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total
Essence	5 609	5 327	1 251	10 947	22 684
Diesel	5 206	4 969	1 199	12 147	23 520
Mazout léger	270	224	50	458	1 002

⁴⁹ Methodology to estimate the interim baseline carbon intensity values for liquid fuels, Environnement et Changement climatique Canada, 2018. Rapport disponible en anglais seulement sur demande.

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Ethanol	404	404	109	904	1 752
Biodiesel	126	209	69	686	1 071
HDRD	98	231	82	819	1 229

The Regulations will provide incentive for low-carbon fuel suppliers to obtain more credits by reducing the CI of the low-carbon fuels they supply. The reduction of the CI values of low-carbon fuels in California's LCFS system has been demonstrated since the program began in 2011. This is partly due to lowering of the CI of the electricity grid in California, improved agricultural practices, increased efficiency in production, as well as the use of lower CI feedstocks.⁵⁰ However, there is uncertainty as to how much the CI values of these fuels might decline over time. Therefore, it is assumed that the lifecycle CIs of low-carbon fuels remain constant over time. Uncertainty around how CI values may change over time is addressed in the *uncertainty of impact estimates* section.

Table 5 shows the total number of credits estimated for supplying low-carbon fuels by fuel type between 2022 and 2030. Primary suppliers who have surplus compliance units under the RFR will be able to convert these units into credits under the Regulations. Therefore, there will be a one-time rollover of credits from the RFR in 2024 estimated at 1.4 million based on departmental data from the RFR. In 2023, credits from low-carbon fuel blending are estimated at 6.1 million, increasing to 8.5 million in 2026, and 11.3 million in 2030. Between 2031 and 2040, annual credits for supplying low-carbon fuels decline slightly from 2030 levels.

Table 5: Credits from low-carbon fuels by fuel type (millions)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Ethanol	11.7	13.9	3.4	28.1	57.0
Biodiesel	5.8	12.3	3.8	37.9	59.8
HDRD	5.2	12.5	4.2	42.0	63.9
Total	22.7	38.7	11.4	108.0	180.8

⁵⁰ CARB LCFS Pathway Certified Carbon Intensities

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total
Éthanol	404	404	109	904	1 752
Biodiesel	126	209	69	686	1 071
DRPH	98	231	82	819	1 229

Le règlement incitera les fournisseurs de combustibles à faible IC à obtenir plus d'unités de conformité en réduisant l'IC des combustibles qu'ils fournissent. Depuis le début du programme en 2011 du LCFS en Californie, la réduction de l'IC des combustibles à faible IC a été démontrée. On le doit en partie à la diminution de l'IC du réseau électrique de Californie, à l'amélioration des pratiques agricoles, à une plus grande efficacité de la production et à l'utilisation de charges d'alimentation plus faible en carbone⁵⁰. Cependant, on ne sait pas exactement dans quelle mesure l'IC de ces mêmes combustibles pourrait diminuer au fil du temps. Par conséquent, on fait l'hypothèse que l'IC sur le cycle de vie des combustibles à faible IC serait constante dans le temps. Nous abordons la question de l'incertitude de l'évolution dans le temps des valeurs d'IC dans la section portant sur l'*incertitude des estimations d'impact*.

Le tableau 5 indique le nombre total des unités de conformité estimées pour la fourniture de combustibles à faible IC, selon le type, de 2022 à 2030. Les fournisseurs principaux disposant d'unités de conformité excédentaires en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables* pourront convertir ces unités de conformité en unités de conformité du RCR en 2024 pour une valeur estimative de 1,4 million d'après les données ministérielles relatives à ce règlement. En 2023, les unités de conformité au titre des mélanges avec des combustibles à faible IC sont estimées à 6,1 millions et elles augmenteraient pour atteindre 8,5 millions en 2026 et 11,3 millions en 2030. De 2031 à 2040, elles diminueront légèrement par rapport aux niveaux de 2030.

Tableau 5 : Unités de conformité pour les combustibles à faible intensité en carbone selon le type (millions)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total
Éthanol	11,7	13,9	3,4	28,1	57,0
Biodiesel	5,8	12,3	3,8	37,9	59,8
DRPH	5,2	12,5	4,2	42,0	63,9
Total	22,7	38,7	11,4	108,0	180,8

⁵⁰ CARB LCFS Pathway Certified Carbon Intensities (disponible en anglais seulement).

Attribution of supplying low-carbon-intensity fuels to the Regulations

In the baseline scenario, the federal RFR requires fossil fuel producers and importers to have an annual average of 5% renewable fuel content in gasoline (met with ethanol) and 2% renewable fuel content in diesel fuel and heating distillate oil (met with biodiesel and HDRD) based on volume. Some provinces blend at higher rates due to their own renewable fuel requirements and low-carbon fuel standards, which have increased the national average blend rate in recent years beyond the levels required under the federal RFR. The same volume of renewable fuel used to meet these federal and provincial regulations may be used to create a credit under the Regulations. Given that these actions would have occurred in the absence of the Regulations, they will not result in incremental costs or GHG emissions reductions.

In the absence of the Regulations, the likelihood of increased blending above existing federal and provincial blend requirements and policies is low as increased blending would generally be more expensive than maintaining the status quo. Given this, the increased use of low-carbon fuels above baseline levels is expected to be attributable to the Regulations. Therefore, costs and associated emission reduction benefits that are expected to occur above baseline levels will be attributable to the Regulations.

GHG benefits of blending low-carbon-intensity fuels

Blending higher levels of low-CI fuel with fossil fuel is expected to result in increased domestic GHG emissions reductions. To estimate emissions reductions, it is assumed that the fuel used in Canada remains constant on an energy basis between the baseline and regulatory scenarios. Therefore, the incremental amount of fossil fuel displaced is equal to the amount of incremental low-carbon fuel supplied on an energy basis.

Table 6 shows the estimated incremental amount of low-carbon fuel supplied domestically due to the Regulations. In the regulatory scenario, it is expected that low-CI fuel blending will increase above baseline levels by 2025 given that credits from baseline activities and banked credits will no longer be sufficient to fulfill the annual CI reduction requirement. Incremental blending is assumed to increase linearly from 2025 to 2030, reaching the assumed blend rate in 2030. Between 2031 and 2040, annual incremental low-carbon fuel supplied declines slightly from 2030 levels.

Attribution au règlement de la fourniture de combustibles à faible IC

Selon le scénario de référence, le RCR du gouvernement fédéral exige que les producteurs et les importateurs de combustible fossile présentent en moyenne annuelle une teneur en carburant renouvelable de 5 % de l'essence (ce qui est réalisé avec l'éthanol) et de 2 % du carburant diesel et du mazout de chauffage (ce qui est réalisé avec le biodiesel et le DRPH) en volume. Certaines provinces ont des teneurs supérieures à cause de leurs propres exigences relatives aux carburants renouvelables et leurs propres normes visant les combustibles à faible IC, ce qui a fait en sorte que la moyenne annuelle nationale a dépassé les exigences fédérales du RCR ces dernières années. Les mêmes volumes en carburant renouvelable permettant de respecter ces règlements fédéraux et provinciaux peuvent servir à créer des unités de conformité au titre du règlement. Comme ces mesures auraient été prises en l'absence du règlement, ces volumes n'engendrent pas de coûts différentiels ou ne créent pas de réductions différentielles des émissions de GES.

Sans le règlement, il est peu probable que les teneurs s'élèvent au-dessus des exigences et des politiques fédérales et provinciales applicables aux mélanges, puisqu'une augmentation du taux de mélange coûterait généralement plus cher que le maintien du statu quo. C'est pourquoi on peut prévoir que l'utilisation accrue de combustibles à faible IC au-dessus des niveaux prévus dans le scénario de référence serait attribuable au règlement. Les coûts et les avantages des réductions des émissions prévues, au-dessus des niveaux prévus dans le scénario de référence, seront donc à attribuer au règlement.

Avantages en réduction des GES des mélanges avec des combustibles à faible IC

On prévoit qu'en augmentant la teneur en combustibles à faible IC dans les mélanges avec les combustibles fossiles, on réduira davantage les émissions nationales de GES. Pour l'estimation de ces réductions, on fait l'hypothèse que les quantités de combustible utilisé au Canada demeurent les mêmes en valeur énergétique entre le scénario de référence et le scénario réglementaire. Par conséquent, la quantité supplémentaire de combustibles fossiles déplacée est égale à la quantité supplémentaire de combustibles à faible IC fournie, en valeur énergétique.

Le tableau 6 indique la quantité supplémentaire estimée de combustibles à faible IC qui est fournie au pays grâce au règlement. Selon le scénario réglementaire, la teneur en combustibles à faible IC dans les mélanges sera plus élevée que les niveaux prévus dans le scénario de référence d'ici 2025, car les unités de conformité obtenues des mesures prévues dans le scénario de référence et les unités de conformité accumulées ne seront plus suffisantes pour satisfaire à l'exigence annuelle de réduction de l'IC. Les teneurs en combustibles à faible IC augmenteraient linéairement de 2025 à 2030 pour atteindre les teneurs

Table 6: Incremental low-carbon fuel supplied by fuel type (PJ)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Ethanol	2	41	17	146	206
Biodiesel	17	100	36	356	508
HDRD	8	121	49	489	666
Total	27	262	101	991	1 381

Incremental domestic emissions reductions were quantified by subtracting the estimated emissions in the baseline scenario from emissions in the regulatory scenario. Emissions for each scenario were calculated by multiplying end-use combustion emission intensities by the amount of fuel supplied domestically in each scenario. This is equivalent to multiplying the incremental low-carbon fuel supplied by the difference between the emission intensity for fossil fuels and the emission intensity for low-CI fuels. The weighted national average emission intensities used for each fuel are presented in Table 7 (from the Departmental Reference Case). For more information on the difference between lifecycle carbon intensities and combustion emission intensities, please refer to the section above on *lifecycle analysis versus national inventory accounting*.

Table 7: Combustion emission intensity values by fuel type (in gCO₂e/MJ)

Fuel type	Emission intensity value
Gasoline	71.67
Diesel	71.73
LFO	71.16
Ethanol	2.40
Biodiesel/HDRD	5.92

It is estimated that the incremental GHG emissions reductions are about 91 Mt over the time frame of analysis from blending low-carbon fuels with fossil fuels. GHG emission reductions are shown in Table 8, by blend pathway.

prévues en 2030. Entre 2031 et 2040, les quantités supplémentaires de combustibles à faible IC diminueront légèrement par rapport aux niveaux de 2030.

Tableau 6 : Quantités supplémentaires de combustibles à faible intensité en carbone fournies selon le type (PJ)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total
Éthanol	2	41	17	146	206
Biodiesel	17	100	36	356	508
DRPH	8	121	49	489	666
Total	27	262	101	991	1 381

Les réductions différentielles d'émissions au Canada ont été calculées en soustrayant les émissions estimées du scénario de référence des émissions du scénario réglementaire. Pour chaque scénario, les émissions ont été calculées en multipliant la valeur d'intensité des émissions de combustion en utilisation finale par la quantité de combustible fournie nationalement. Cela équivaut à multiplier l'approvisionnement différentiel en combustible à faible IC par la différence d'intensité des émissions de combustion entre les combustibles fossiles et ces mêmes combustibles à faible IC. Le tableau 9 présente la valeur moyenne nationale d'intensité des émissions de combustion pour chaque combustible (provenant du scénario de référence du Ministère). Pour plus de renseignements sur la différence entre l'IC sur le cycle de vie et l'intensité des émissions de combustion, voir au-dessus la section *Analyse de cycle de vie et comptabilité d'inventaire national*.

Tableau 7 : Valeurs d'intensité des émissions de combustion selon le type de combustible (en g d'éq. CO₂/MJ)

Type de combustible	Valeur d'intensité d'émission
Essence	71,67
Diesel	71,73
Mazout léger	71,16
Éthanol	2,40
Biodiesel/DRPH	5,92

Les réductions différentielles d'émissions de GES sont estimées à environ 91 Mt sur la période visée par l'analyse pour la fourniture de combustibles à faibles IC. Les réductions d'émissions sont présentées au tableau 8 par voie de mélange.

Table 8: Total GHG emissions reductions by blend pathway (in Mt CO₂e)

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

Blend pathway	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Ethanol in gasoline	0	2.9	1.2	10.1	14.3
Biodiesel and HDRD in diesel	1	13.9	5.3	53.3	73.5
Biodiesel and HDRD in LFO	0	0.7	0.3	2.5	3.6
Total	1.3	17.5	6.7	65.8	91.3

Costs of blending low-carbon fuels

To meet increased low-carbon fuel demand due to the Regulations, terminals will have to store fossil fuels with higher volumes of low-carbon fuel. It is expected that they will incur capital and operating costs to install or upgrade infrastructure (such as the installation of additional storage or shipping capacity). There are approximately 87 primary terminals in Canada, about 43 have blending capacity and about 44 are without blending capacity.⁵¹ Based on stakeholder consultations, costs to upgrade facilities without blending capacity will be around \$10 million per site.

For biodiesel, it is estimated that approximately 25 primary terminal sites will need additional/new biodiesel blending capacity. About half of the biodiesel sites will be required to re-utilize tanks and equipment at an average cost of about \$5.5 million per site, and the other half will be required to build a new tank for an additional \$2 million per site (\$7.5 million). In addition, it is estimated that approximately five primary terminal sites will require tankage and piping work for HDRD receipt and blending at about \$5 million per site.⁵² It is assumed that it takes two years to build out terminal infrastructure.⁵³ Therefore, capital costs for terminals are incurred in 2025 and 2026. It is estimated that total capital costs for terminals will be about \$281 million over the time frame of analysis.

⁵¹ Kent group LTD. 2016 Report on “Canada’s Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plants, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks (PDF).”

⁵² Information on the costs per site was obtained through stakeholder consultations.

⁵³ Based on consultations with stakeholders

Tableau 8 : Réduction des émissions totales de GES par voie de mélange (en Mt d'éq. CO₂)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement.

Voie de mélange	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total
Éthanol dans l'essence	0	2,9	1,2	10,1	14,3
Biodiesel et DRPH dans le diesel	1	13,9	5,3	53,3	73,5
Biodiesel et DRPH dans le mazout léger	0	0,7	0,3	2,5	3,6
Total	1,3	17,5	6,7	65,8	91,3

Coûts des mélanges de combustibles à faible IC

Pour répondre à la demande accrue de combustibles à faible IC en raison du règlement, les terminaux devront stocker des combustibles fossiles d'une plus grande teneur en combustibles à IC. On peut s'attendre à ce qu'ils engagent des coûts d'immobilisations et d'exploitation pour installer l'infrastructure nécessaire ou la mettre à niveau (pour une plus grande capacité installée d'entreposage ou d'expédition). On dénombre quelque 87 terminaux principaux au Canada, 43 avec capacité de mélange et 44 sans⁵¹. D'après les consultations menées auprès des intervenants, le coût de mise à niveau des installations sans capacité de mélange sera d'environ 10 M\$ par installation.

Dans le cas du biodiesel, on estime qu'approximativement 25 terminaux principaux auront besoin d'une capacité supplémentaire ou nouvelle de mélange de biodiesel. Environ la moitié des installations à biodiesel auront à réaffecter les réservoirs et l'équipement à un coût moyen d'environ 5,5 M\$ par site et l'autre moitié devront aménager de nouveaux réservoirs à un coût supplémentaire de 2 M\$ par site (7,5 M\$). Nous estimons de plus qu'environ cinq terminaux principaux auront besoin de réservoirs et de raccords de tuyauterie pour la réception et le mélange de DRPH à un coût approximatif de 5 M\$ par installation⁵². On fait l'hypothèse qu'il faut compter deux ans pour aménager l'infrastructure d'un terminal⁵³. Dans ce cas, les coûts d'immobilisations des terminaux seront engagés en 2025 et 2026. Les coûts totaux d'immobilisations des terminaux sont estimés à environ 281 M\$ pendant la période visée par l'analyse.

⁵¹ Kent Group LTD., rapport de 2016 « Canada’s Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plants, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks » (PDF, disponible en anglais seulement).

⁵² Des informations sur les coûts par installation ont été obtenues d'après les consultations avec les intervenants.

⁵³ D'après les consultations avec les intervenants.

Retail and cardlock fuelling stations will have to provide blended fuel to end users. It is assumed that fuelling stations are currently equipped to handle up to 5% biodiesel.

To blend higher levels of low-carbon fuel with fossil fuel, refiners and terminals will also incur net incremental operating costs for supplying low-carbon fuels, estimated at \$7,622 million between 2022 and 2040. Net incremental operating costs to supply low-carbon fuels were calculated by subtracting the incremental fossil fuel production cost savings by the incremental low-carbon fuel costs. To obtain incremental fossil fuel production cost savings, wholesale fossil fuel prices were applied to the incremental amount of fossil fuel displaced. To obtain incremental low-carbon fuel costs, wholesale low-carbon fuel prices and ongoing transportation costs were applied to the incremental amount of low-carbon fuel supplied.

To calculate wholesale prices, data from the Kent Group on average fossil fuel price margins by province between 2015 and 2019 were used to determine the differential between wholesale fuel prices and retail fuel prices.⁵⁴ The Canadian average differential between wholesale and retail fuel prices is estimated at 43% for the gasoline pool and 38% for the diesel pool. These wholesale price differentials were then applied to retail fossil fuel price forecasts from the Departmental Reference Case in order to estimate wholesale gasoline and diesel price forecasts.

To calculate ethanol and biodiesel prices, energy-equivalent price differentials between low-carbon fuels and fossil fuels were calculated using data from the U.S. Department of Agriculture on average gasoline, diesel, ethanol, and biodiesel prices from 2015 to 2019.⁵⁵ The estimated price differential is 24% between ethanol and gasoline, and 17% for biodiesel and diesel. These differentials were applied to the wholesale price forecasts for gasoline and diesel in order to obtain ethanol and biodiesel price forecasts. For HDRD, no price indices exist. As a result, a literature review was conducted to determine representative volumetric HDRD prices.⁵⁶ Due to price uncertainty, an average of a high and low estimate of HDRD

Les détaillants devront fournir aux utilisateurs finaux des mélanges de combustibles avec une teneur plus élevée en combustibles à faible IC. On fait l'hypothèse que les stations-service au détail sont actuellement outillées pour fournir une teneur maximale de 5 % en biodiesel.

Pour mélanger de plus grandes quantités de combustibles à faibles IC avec des combustibles fossiles, les raffineurs et les terminaux devront aussi supporter des coûts différentiels d'exploitation estimés à 7 622 M\$ en valeur nette entre 2022 et 2040. Les coûts nets différentiels ont été calculés en soustrayant les économies différentielles dans la production de combustibles fossiles des coûts différentiels pour les combustibles à faible IC. Pour estimer ces économies, les prix de gros des combustibles fossiles ont été appliqués à la quantité supplémentaire déplacée de ces combustibles. Pour estimer les coûts différentiels en combustibles à faible IC, les prix de gros de ces combustibles et les frais permanents de transport ont été appliqués à la quantité supplémentaire fournie de ces combustibles.

Pour calculer les prix de gros, on a pris les données du Kent Group sur les marges moyennes de prix sur les combustibles fossiles par province entre 2015 et 2019. La différence entre les prix de gros et les prix de détail ont ainsi été établie⁵⁴. On estime à 43 % en moyenne l'écart au Canada entre les prix de gros et de détail pour le stock d'essence et à 38 % pour le stock de diesel. Ces différences des prix de gros ont ensuite été appliquées aux prévisions des prix de détail des combustibles fossiles dans le scénario de référence ministériel pour établir des prévisions de prix de gros pour l'essence et le diesel.

Pour les prix de l'éthanol et du biodiesel, on a pris les écarts de prix, en valeur d'énergie équivalente, entre les combustibles à faible IC et les combustibles fossiles à l'aide des données du département de l'Agriculture des États-Unis sur les prix moyens de l'essence, du diesel, de l'éthanol et du biodiesel de 2015 à 2019⁵⁵. La différence estimée de prix est de 24 % entre l'éthanol et l'essence et de 17 % entre le biodiesel et le diesel. Ces différences ont été appliquées aux prévisions de prix de gros pour l'essence et le diesel afin d'établir des prévisions pour l'éthanol et le biodiesel. Dans le cas du DRPH, il n'existe pas d'indices de prix. Des études spécialisées ont été passées en revue pour déterminer des prix volumétriques représentatifs du DRPH⁵⁶. En

⁵⁴ U.S. Department of Agriculture, [U.S. Bioenergy Statistics: Prices. Table 15—Fuel ethanol, corn, and gasoline prices, by marketing year and Table 17—Biodiesel and diesel prices](#)

⁵⁵ [Kent Group Petroleum Price Data on fossil fuel price margins.](#)

⁵⁶ Data sources from the literature review include the [Sub Group on Advanced Biofuels – Sustainable Transportation Forum](#) and the [NRCan Study of Hydrogenation Derived Renewable Diesel as a Renewable Fuel Option in North America.](#)

⁵⁴ [Département de l'agriculture des États-Unis, U.S. Bioenergy Statistics: Prices, tableau 15 – Fuel ethanol, corn, and gasoline prices, by marketing year et tableau 17 – Biodiesel and diesel prices \(disponible en anglais seulement\).](#)

⁵⁵ [Kent Group Petroleum Price Data, marges de prix sur les combustibles fossiles \(disponible en anglais seulement\).](#)

⁵⁶ Sources de données de la recension des écrits, dont le [Sub Group on Advanced Biofuels – Sustainable Transportation Forum \(disponible en anglais seulement\)](#), et l'[Étude de l'utilisation du DRPH comme carburant de remplacement en Amérique du Nord de Ressources naturelles Canada.](#)

was calculated, and an average energy-equivalent price differential was estimated between biodiesel and HDRD of 20%.⁵⁷

In addition, ethanol and biodiesel are primarily transported by other means than fossil fuel pipelines because of operational challenges such as their ability to pick up water, degrade jet fuel quality, affect materials used in transportation and storage systems and because the existing pipeline infrastructure does not always line up with where biofuels are produced or available. It is therefore expected that there will be incremental ongoing transportation costs to deliver ethanol and biodiesel by rail or other modes of transportation.⁵⁸ Therefore, it is assumed that refiners and terminals will incur ongoing transportation costs of about \$0.05 per litre of incremental ethanol and biodiesel demanded.⁵⁹

In total, capital costs are estimated at \$281 million and operating costs are estimated at \$7.6 billion over the time frame of the analysis. Overall, supplying low-carbon fuels under the Regulations is estimated to result in a total compliance cost of \$7.9 billion between 2022 and 2040.

Potential impacts from indirect land use change

Direct land-use change (DLUC) happens when a particular parcel of land is converted to grow crops for biofuel production. Indirect land-use change (ILUC) occurs when crops grown for biofuels displace traditional food and animal feed crops, leading to production of that displaced food crop elsewhere (i.e. other land is converted to grow the food crop). If new agricultural land expands into areas with high carbon stock such as forests, wetlands and peat land this leads to additional GHG emissions. If it occurs in a highly biodiverse land, it could result in biodiversity loss.

The Regulations are designed to prevent these impacts in two ways. The Fuel LCA Model will account for GHG impacts of DLUC in the CI of low CI fuels, and the Regulations will include criteria to prevent adverse land-use and biodiversity impacts related to biofuel feedstock cultivation and harvesting. These land use and biodiversity (LUB) criteria apply to feedstock regardless of geographic

raison de l'incertitude, une moyenne a été calculée entre des estimations haute et basse du prix de ce produit. Le résultat en valeur d'énergie équivalente est une différence moyenne de prix de 20 % entre le biodiesel et le DRPH⁵⁷.

L'éthanol et le biodiesel sont acheminés principalement par d'autres moyens que les pipelines des combustibles fossiles, parce qu'ils posent un certain nombre de problèmes opérationnels : capacité de s'imbiber d'eau, dégradation de la qualité du carburéacteur, affecte les matériaux employés dans les systèmes de transport et d'entreposage, etc. De plus, l'infrastructure pipelinière en place n'est pas toujours alignée sur les lieux de production ou de disponibilité des biocarburants. On doit donc s'attendre à des coûts permanents de transport supplémentaires pour l'acheminement de l'éthanol et du biodiesel par le train ou d'autres moyens de transport⁵⁸. On fait l'hypothèse que les raffineurs et les terminaux auraient à supporter des coûts permanents de transport d'environ 0,05 \$ le litre pour l'éthanol et le biodiesel supplémentaires qui seraient en demande⁵⁹.

Les coûts totaux d'immobilisations sont estimés à 281 M\$ et les coûts totaux d'exploitation à 7,6 G\$ pendant la période visée par l'analyse. Les coûts totaux de conformité de la fourniture de combustibles à faible IC dans le règlement seraient de 7,9 G\$ entre 2022 et 2040.

Incidences possibles des changements indirects d'utilisation des terres

Il y a changement direct d'utilisation des terres (CDUT) lorsqu'une parcelle est réaffectée à des cultures de production de biocarburants. Il y a changement indirect d'utilisation des terres (CIUT) lorsque des cultures de production de biocarburants déplacent des cultures traditionnelles d'alimentation humaine et animale, ce qui crée la production en d'autres lieux de ces cultures vivrières ainsi déplacées (il y a alors réaffectation de terres aux cultures vivrières). Si les terres agricoles pénètrent dans des zones de riche absorption de carbone comme les forêts, les marécages et les tourbières, il se crée des émissions supplémentaires de GES. Si le phénomène se produit dans un territoire d'une grande diversité biologique, une perte de biodiversité peut s'ensuivre.

Le règlement est conçu pour éviter ces impacts de deux façons. Le modèle ACV des combustibles prendra en compte l'incidence des CDUT sur l'IC des combustibles à faible IC pour ce qui est des gaz à effet de serre. Pour prévenir les répercussions négatives sur l'utilisation des terres et la biodiversité découlant de l'augmentation de la récolte et de la culture de ces charges d'alimentation, le

⁵⁷ A review of potential refinery conversions was examined as a potential pathway for domestic HDRD production, with [Total's La Mede facility](#) acting as a case study.

⁵⁸ American Petroleum Institute, "[Ethanol, Biofuels, and Pipeline Transportation \(PDF\)](#)."

⁵⁹ Based on the estimate used for the *Renewable Fuels Regulations*.

⁵⁷ Un examen des conversions potentielles de raffineries comme voie éventuelle de production intérieure de DRPH avec l'installation [La Mede de Total](#) comme étude de cas.

⁵⁸ American Petroleum Institute, "[Ethanol, Biofuels, and Pipeline Transportation](#)" (PDF, disponible en anglais seulement).

⁵⁹ D'après une estimation utilisée aux fins du *Règlement sur les carburants renouvelables*.

origin, but feedstock are exempt if they are not biomass (e.g. fuel made from direct-air-capture CO₂) or if they have been deemed by the Department as “low-concern biomass feedstock” (e.g. municipal solid waste). Only bio-fuels made from feedstock that adhere to the LUB criteria are eligible for credits under the Regulations.

Other potential impacts of blending low-carbon fuels

Ethanol has a higher-octane value than gasoline, so refiners could choose to avoid processing higher-octane gasoline and produce lower-octane gasoline instead if they choose to blend more ethanol. Given this, there may be some potential for refiner cost savings.

Alternatively, if refiners choose to keep producing higher-octane gasoline, the blended fuel will have an overall higher-octane value in the regulatory scenario. Standards for Original Equipment Manufacturers have been implemented to provide high compression engines in cars to the North American market, which require fuel with higher-octane values. Mid-level ethanol blends (E15 to E25) coupled with high compression engines could lead to some efficiency improvements that may be sufficient to offset the lower energy content of ethanol. If this is the case, there could be some potential for more emissions reductions and some mitigation of costs to consumers.^{60,61}

Higher blends of biodiesel in diesel could improve fuel lubricity and raises the cetane number of the fuel. Diesel engines depend on the lubricity of the fuel to keep moving parts from wearing prematurely. Given this, it is possible that as refiners blend more biodiesel, they could choose to lower the lubricity of petroleum diesel to save on costs.⁶²

Furthermore, increased blending of low-carbon fuels in fossil fuels is expected to result in changes to air quality. For more information on how the Regulations are expected to impact air quality, please refer to the *impacts on air quality* section below.

règlement établira des critères d'utilisation des terres et de la biodiversité (UTB). Ces critères d'utilisation des terres et de biodiversité (UTB) s'appliquent à la charge d'alimentation, quelle qu'en soit l'origine géographique, mais celle-ci est exemptée si elle n'est pas de la biomasse (par exemple combustible produit à partir du CO₂ capté directement de l'air) ou qu'elle est considérée par le Ministère comme une « charge d'alimentation de biomasse à faible risque » (par exemple déchets solides municipaux). Seul le biocarburant produit à partir d'une charge d'alimentation respectant les critères UTB est admissible aux unités de conformité du règlement.

Autres effets possibles des mélanges avec des combustibles à faible incidence en carbone

L'éthanol a un indice d'octane plus élevé que celui de l'essence, aussi les raffineurs pourraient-ils choisir de ne pas transformer de l'essence d'un indice supérieur et de produire de l'essence à indice moindre à mélanger à plus d'éthanol. Des économies de raffinage seraient alors possibles.

Autre possibilité, s'ils choisissent de produire de l'essence à indice supérieur, le mélange de combustibles sera dans l'ensemble d'un indice d'octane plus élevé dans le scénario réglementaire. Des normes sont en application à l'intention des fabricants d'équipement d'origine pour la fourniture de moteurs à haute compression dans les voitures sur le marché nord-américain, ce qui exige un carburant d'un indice d'octane supérieur. Jointés à des moteurs à haute compression, les mélanges d'éthanol d'une teneur intermédiaire (E15 à E25) pourraient apporter des gains d'efficacité suffisant à compenser la moindre teneur énergétique avec l'éthanol. Dans ce cas, il y aurait des possibilités de plus grande réduction des émissions et d'une certaine atténuation des coûts pour les consommateurs^{60,61}.

Des teneurs supérieures du diesel en biodiesel pourraient améliorer le pouvoir lubrifiant du carburant et en élever l'indice de cétane. Les moteurs diesel dépendent de ce pouvoir lubrifiant si nous voulons empêcher les pièces mobiles de s'user prématurément. Il est donc possible que, en augmentant l'apport de biodiesel, les raffineurs choisissent de réduire le pouvoir lubrifiant du diesel de pétrole pour abaisser les coûts⁶².

Il faut aussi s'attendre à ce qu'une plus grande teneur des combustibles fossiles en combustibles faibles en carbone cause des changements de qualité de l'air. Pour plus de renseignements sur la façon dont le règlement devrait agir sur cette qualité, prière de consulter plus loin la section *incidences sur la qualité de l'air*.

⁶⁰ Navius Research (2019). [Biofuels in Canada 2019: Tracking biofuel consumption, feedstocks and avoided greenhouse gas emissions.](#)

⁶¹ NRCan study (2018) on the Deployment of Mid-level Ethanol Blends.

⁶² U.S. Department of Energy, Alternative Fuels Data Center: [Biodiesel Benefits and Considerations.](#)

⁶⁰ Navius Research (2019). [Biofuels in Canada 2019: Tracking biofuel consumption, feedstocks and avoided greenhouse gas emissions \(disponible en anglais seulement\).](#)

⁶¹ Étude de RNCan (2018) [Déploiement des mélanges à teneur moyenne en éthanol.](#)

⁶² Département de l'énergie des États-Unis, Alternative Fuels Data Center: [Biodiesel Benefits and Considerations \(disponible en anglais seulement\).](#)

Compliance Category 3: Supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies

The end user of fuel may change or retrofit a combustion device, for example an engine, to be powered by another fuel or energy source such as electricity or hydrogen in transportation. Supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies does not directly reduce the CI of the fossil fuel but reduces GHG emissions by displacing the fossil fuel with a fuel or energy source that has a lower CI.

The Regulations will allow credit creation for some fuels and energy sources supplied to the transportation sector. Quantities of low-carbon energy supplied to certain classes will be eligible to create credits. These fuels or energy sources will include hydrogen in fuel cell vehicles or other vehicles, electricity in electric vehicles, natural gas and renewable natural gas (including compressed and liquefied) in natural gas vehicles, and propane and renewable propane in propane vehicles. Electricity supplied to rail vehicles, however, will not be eligible for credit creation.

Supplying electricity to electric vehicles and natural gas/propane to natural gas/propane vehicles are the two representative pathways that have been modelled for Compliance Category 3. This is because there is little to no uptake of other fuels or energy sources in transportation in Canada (such as renewable natural gas and hydrogen). These are still emerging technologies and there is not enough information on them to estimate their likely uptake in Canada by 2030. However, the Regulations will provide an incentive for these kinds of technologies.

Supplying electricity to electric vehicles (EVs)

For homes equipped with charging stations connected to a network, the charging network operator will be the default credit creators. Charging network operators will also be the default credit creators for public charging. Private or commercial charging will create credits for site hosts by default.

Credit-creation: Credits will be created in accordance with the following formula based on the energy efficiency ratio of the vehicle class (R_{ee}), the liquid class credit reference CI value (CI_{ref}) [see Table 1 above], the lifecycle emissions of the electricity used to propel the EVs (CI_e), the quantity of electrical energy of a given CI supplied to the EVs (Q) and the energy density of electricity (D).

Catégorie de conformité 3 : Fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe

L'utilisateur final du combustible peut modifier ou remplacer un équipement de combustion (par exemple un moteur) pour qu'il soit alimenté par un combustible ou une source d'énergie autre (comme l'électricité ou l'hydrogène dans les transports). Fournir des combustibles ou de l'énergie pour les véhicules à technologie de pointe ne réduit pas directement l'IC des combustibles fossiles, mais réduit les émissions de GES en remplaçant l'essence ou le diesel utilisé dans les transports par des combustibles ou des sources d'énergie ayant une IC plus faible.

Le règlement permettra de créer des unités de conformité pour certains combustibles ou sources d'énergie fournis au secteur des transports. Les quantités d'énergie à faible IC fournies à certaines catégories de véhicules seront admissibles à la création d'unités de conformité. Ces combustibles ou sources d'énergie seront notamment l'hydrogène dans les véhicules à pile ou dans d'autres véhicules, l'électricité dans les véhicules électriques et le gaz naturel (renouvelable ou non, comprimé ou liquéfié) dans les véhicules au gaz naturel et le propane (renouvelable ou non) dans les véhicules au propane. Par contre, l'électricité destinée aux véhicules ferroviaires ne sera pas admissible à la création d'unités de conformité.

Fournir de l'électricité aux véhicules électriques ou du gaz naturel/propane aux véhicules au gaz naturel/propane sont les deux voies représentatives qui ont été modélisées pour la catégorie de conformité 3, et ce, parce qu'il n'y a pas ou peu d'adoption d'autres combustibles ou sources d'énergie fournis aux transports (gaz naturel renouvelable, hydrogène, etc.). Ce sont encore des technologies émergentes sur lesquelles il n'y a pas assez de renseignements pour estimer leur adoption éventuelle au Canada à l'horizon 2030. Il reste que le Règlement aura un effet incitatif à l'adoption de ces types de technologie.

Fourniture d'électricité aux véhicules électriques (VE)

Pour les maisons dotées de bornes de recharge reliées à un réseau, l'exploitant du réseau de recharge résidentielle sera le créateur d'unités de conformité par défaut. Les exploitants de réseaux de recharge publique seront également créateurs par défaut d'unités de conformité. Enfin, la recharge privée ou commerciale créera des unités de conformité pour les hôtes de sites de recharge par défaut.

Création des unités de conformité : Les unités de conformité seront créées conformément à la formule suivante en fonction du rapport d'efficacité énergétique de la catégorie de véhicules (R_{ee}), de la valeur IC de référence de la catégorie des combustibles liquides (IC_{ref}) [voir le tableau 1 plus haut], des émissions de cycle de vie de l'électricité propulsant les VE (IC_e), de la quantité d'énergie électrique d'une IC donnée fournie aux VE (Q) et de la densité énergétique de l'électricité (D).

$$Credits = [(R_{ee} \times CI_{ref}) - CI_e] \times Q \times D \times 10^{-6}$$

Energy demand forecasts for EVs were obtained from an adjusted Departmental Reference Case. The adjustment assumes 50% LDVs sold in 2030, and 100% LDVs sold in 2035 will be EVs. Electricity that is supplied by a charging station that is installed in a residence no later than December 31, 2030, will be eligible for creating full credits until December 31, 2035. After this time, no residential charging will be eligible for credit creation. Any new residential charging stations installed after December 31, 2030, will not be eligible for credit creation. Given this, it is assumed that 28% of light-duty EV energy demand from the Reference Case is from public charging, the remaining 72% of demand is from home charging. The Regulations also require that all EV charging data be collected by a charging station that measures and communicates charging data to a charging network operator. Thus, it is assumed that 7.5% of light-duty EV energy demand is from residential charging stations capable of collecting and communicating charging data to a charging network operator. It is also assumed that this value will grow by about 2.5% each year based on consultations with stakeholders.⁶³ As a result, these factors were also applied to Reference Case energy demand estimates for light-duty vehicle (LDV) EV charging. Table 9 presents EV energy demand estimates over the time frame of analysis.

Table 9: EV energy demand estimates by vehicle category (PJ)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
LDV-LDT	12	47	24	341	426
HDV	1	3	1	26	31
Buses	22	20	5	61	108
Total	35	70	30	428	558

⁶³ This assumption is based on stakeholder consultation comments that 5 to 10% of EV chargers in Canada have metered charging data capabilities. This analysis assumes an average of that range of 7.5%.

$$Unités = [(R_{ee} \times IC_{ref}) - IC_e] \times Q \times D \times 10^{-6}$$

Les prévisions de la demande d'énergie pour les VE sont tirées du scénario de référence ministériel rajusté. Le rajustement tient compte de l'hypothèse que 50 % des véhicules légers vendus en 2030 et 100 % des véhicules légers vendus en 2035 seront des véhicules électriques. L'électricité fournie par une borne de recharge installée dans une résidence au plus tard le 31 décembre 2030 sera admissible à la création d'unités de conformité jusqu'au 31 décembre 2035. Passé ce délai, la recharge résidentielle ne sera plus admissible à la création d'unités de conformité. Toute borne de recharge résidentielle installée après le 31 décembre 2030 ne sera pas admissible à la création d'unités de conformité. On fait l'hypothèse que 28 % de la demande d'énergie des VE légers dans le scénario de référence vient de la recharge publique et le reste (72 %), de la recharge résidentielle. Le règlement exige également que toutes les données sur la recharge des véhicules électriques soient collectées par une borne de recharge qui mesure l'utilisation et communique les données à l'exploitant du réseau de recharge. On fait l'hypothèse que 7,5 % de la demande d'énergie des VE légers provient de bornes de recharge capables de collecter des données et de les communiquer à l'exploitant du réseau de recharge. On fait aussi l'hypothèse que cette valeur augmentera d'environ 2,5 % chaque année d'après les consultations auprès des intervenants⁶³. Par conséquent, ces facteurs ont aussi été appliqués aux estimations de demande d'énergie du scénario de référence en ce qui concerne la recharge des véhicules électriques légers. Le tableau 11 présente les estimations de demande d'énergie des véhicules électriques pendant la période visée par l'analyse.

Tableau 9 : Estimations de la demande d'énergie des véhicules électriques par catégorie de véhicules (PJ)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement.

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Véhicules ou camions légers	12	47	24	341	426
Véhicules pour applications lourdes	1	3	1	26	31
Autocars	22	20	5	61	108
Total	35	70	30	428	558

⁶³ Cette hypothèse est fondée sur les commentaires recueillis auprès des intervenants selon lesquels de 5 % à 10 % des bornes de recharge de VE au Canada ont la capacité de collecter des données sur la recharge. Pour cette analyse, on fait l'hypothèse d'une moyenne de 7,5 % parmi cette plage.

Credits for supplying electricity to EVs are calculated using constant 2016 lifecycle CI electricity values by province. The electricity CI values vary depending on the mix of the electricity grid in each province. For example, provinces that rely more on natural-gas powered electricity will have a higher CI value than provinces that rely more on hydroelectric power. The Canadian average electricity CI value is 180.4 tonnes per gigawatt hour (t/GWh). An energy efficiency ratio (EER) of 4.1 was used for light-duty vehicles (LDV) and trucks (LDT), and an EER of 5.0 for buses and heavy-duty vehicles. Given this, Table 10 shows EV credit estimates over the time frame of analysis.

Table 10: EV credit estimates by vehicle category (millions)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
LDV-LDT	3.4	13.3	6.3	88.5	111.5
HDV	0.4	1.2	0.5	9.8	11.9
Buses	0.6	1.0	0.3	6.2	8.1
Total	4.4	15.5	7.0	104.5	131.5

Given the relative infancy of certain EV classes compared to their internal combustion engine (ICE) counterparts, some projections of future EV uptake vary substantially from what is estimated above. Barriers to wide-scale EV adoption include costs, technical limitations, infrastructure, and market dynamics and technological constraints, including range limitation and charging times. Moreover, infrastructure requirements for EVs are complex when compared to fossil fuel-related infrastructure already in place. While attitudes towards EVs for commercial and industrial applications are evolving and government incentive programs are helping to increase adoption rates, the current dominant market preference remains for ICE vehicles. Factors pushing towards increased EV adoption include increasing market familiarity with the technology, improvements in battery range and charging times, expanding infrastructure, and decreasing costs. Given the wide variability among forecasts, a sensitivity analysis on the number of credits created for supplying fuel and energy to advanced vehicle technologies is presented in the *Uncertainty of impact estimates* section.

Les unités de conformité pour la fourniture d'électricité aux VE sont calculées à partir des valeurs d'IC sur le cycle de vie constantes de 2016 pour l'électricité fournie par chaque province. Les valeurs d'IC varient selon la composition du réseau électrique de chaque province. Par exemple, les provinces comptant plus sur l'électricité produite au gaz naturel auront une IC supérieure à celle des provinces qui dépendent davantage de l'hydroélectricité. La valeur IC moyenne de l'électricité au Canada est de 180,4 tonnes le gigawattheure (t/GWh). Un rapport d'efficacité énergétique (REE) de 4,1 a été appliqué aux véhicules et les camions légers et un rapport de 5,0 aux autocars et véhicules lourds. Le tableau 10 indique les estimations d'unités de conformité des VE pour la période visée par l'analyse en fonction de ces valeurs.

Tableau 10 : Estimations des unités de conformité de VE par catégorie de véhicules (millions)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement.

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Véhicules ou camions pour applications légers	3,4	13,3	6,3	88,5	111,5
Véhicules pour applications lourdes	0,4	1,2	0,5	9,8	11,9
Autocars	0,6	1,0	0,3	6,2	8,1
Total	4,4	15,5	7,0	104,5	131,5

Comme certaines catégories de VE en sont encore à leur début comparativement à leurs homologues à moteur de combustion interne, certaines projections d'adoption future des VE divergent largement des estimations présentées dans cette analyse. Les obstacles à une vaste adoption des VE résident notamment dans les coûts, les limites techniques, l'infrastructure et la dynamique du marché. Les contraintes technologiques sont notamment le court rayon d'autonomie et les temps de recharge. Les besoins en infrastructure pour les véhicules électriques sont complexes comparativement aux infrastructures déjà en place pour les combustibles fossiles. Alors que les réactions à l'égard des VE pour l'utilisation commerciale et industrielle évoluent et que les programmes d'encouragement du gouvernement contribuent à augmenter les taux d'adoption, la préférence du marché demeure les véhicules à moteur à combustion interne. Au nombre des facteurs favorisant l'adoption des VE, on compte la plus grande familiarisation du marché avec cette technologie, l'amélioration du rayon d'autonomie des batteries et de leur temps de recharge, l'extension des infrastructures et

Attribution and incremental impacts: It is expected that the EV market will continue to expand in the baseline scenario in the absence of the Regulations, with corresponding increases in electricity consumption as a substitute to gasoline and diesel. Other policies, such as the federal light duty vehicle (LDV) ZEV sales mandate, will also create incentives for EV uptake and infrastructure to be built.

Primary suppliers will have the option to acquire credits by trade from charging network operators and site hosts, therefore acting as a subsidy. This subsidy on its own will not likely be sufficient to incentivize investment that supports measurable incremental EV uptake. However, it will provide another incentive that could work in conjunction with other federal and provincial EV policies to boost market signals for increasing EV deployment. This analysis does not take that impact into account.

Supplying natural gas and propane to natural gas and propane vehicles

For compressed and liquefied natural gas and propane, including the fossil portion of any blend with a renewable fuel component, the fuelling station owner or operator will be the default credit creator for fuelling for transportation purposes. The credits will be created in the liquid class as this represents a displacement of liquid transportation fuel.

Credit-creation: Credits will be created in accordance with the following formula based on the liquid class credit reference CI value (CI_{ref}) [see Table 1 above], the lifecycle CI, the volume (Q) and the energy density (D) of compressed natural gas (CNG), liquefied natural gas (LNG) or propane supplied.

$$Credits = [CI_{ref} - CI_{LNG,CNG,propane}] \times Q \times D \times 10^{-6}$$

Energy demand from natural gas and propane powered vehicles is estimated at 7 PJ in 2022, increasing to 9 PJ in 2030, and to 13 PJ by 2040. For the purpose of this analysis, credits for supplying natural gas/propane in

la baisse des coûts. Compte tenu de la grande variabilité des différentes prévisions, une analyse de sensibilité pour le nombre d'unités de conformité créées par la fourniture des combustibles et d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe est présentée dans la section *Incertitude des estimations d'impact*.

Attribution et incidences différentielles : On prévoit que le marché des VE continuera à prendre de l'expansion dans le scénario de référence en l'absence du règlement avec des hausses correspondantes de la consommation d'électricité qui remplace l'essence et le diesel. D'autres politiques (comme l'objectif fédéral des ventes de véhicules légers à zéro émission) créeront une incitation à l'adoption des VE et à l'aménagement de l'infrastructure nécessaire.

Les fournisseurs principaux auront la possibilité d'acquérir des unités de conformité par voie d'échange auprès des exploitants de réseaux et des hôtes de sites de recharge, ce qui aura pour effet de subventionner cette activité. Mais une telle subvention en soi ne suffira sans doute pas à encourager l'investissement et à susciter une adoption supplémentaire et quantifiable des VE. Ce sera néanmoins un autre élément d'incitation qui, avec les autres politiques fédérales et provinciales dans ce domaine, pourrait renforcer les signaux du marché pour un plus grand déploiement des véhicules électriques. Cette analyse ne prend pas en compte cet élément.

Fourniture du gaz naturel et de propane aux véhicules au gaz naturel et au propane

Dans le cas du gaz naturel et du propane comprimés et liquéfiés et des combustibles fossiles gazeux dans tout mélange avec un combustible à faible IC, le propriétaire ou l'exploitant de la station de ravitaillement sera le créateur d'unités de conformité par défaut pour l'utilisation dans les transports. Les unités de conformité seront créées dans la catégorie des combustibles liquides, étant donné que c'est un remplacement de combustibles liquides dans les transports.

Création des unités de conformité : Des unités de conformité seraient créées selon la formule suivante en fonction de la valeur d'IC de référence de la catégorie des combustibles liquides (IC_{ref}) [voir le tableau 1 plus haut], de l'IC sur le cycle de vie (IC) du combustible, du volume (Q) et de la densité énergétique (D) du gaz naturel comprimé (GNC) ou liquéfié (GNL) ou du propane fourni.

$$Unités = [IC_{ref} - IC_{GNL,GNC,propane}] \times Q \times D \times 10^{-6}$$

On estime que la demande d'énergie des véhicules alimentés au gaz naturel ou au propane serait de 7 PJ en 2022 et qu'elle augmenterait pour atteindre 9 PJ en 2030 et 13 PJ en 2040. Dans cette analyse, les unités de conformité

transportation are calculated using constant lifecycle CI values of 67 gCO₂e/MJ for CNG, 75 gCO₂e/MJ for LNG, and 75 gCO₂e/MJ for propane. It is assumed that 50% of the natural gas demand is CNG and 50% is LNG. No EER values are mentioned in the formula as the EER values are close to one for these pathways. Using energy demand forecasts from the Departmental Reference Case, it is estimated that 0.06 million credits will be created in 2022, increasing to 0.09 million in 2030, and to 0.12 million credits by 2040. The analysis does not take into account the updated CI values in the Fuel LCA model for natural gas and propane that would result in fewer credits.

Attribution and incremental impacts: This pathway on its own will not likely be sufficient to incentivize investment that supports measurable incremental natural gas/propane uptake in transportation. As with EVs, however, this pathway will provide another incentive that could work in conjunction with other federal and provincial policies to boost market signals for increasing deployment of natural gas and propane vehicles. This analysis does not take that impact into account.

Impacts from the Compliance Fund

The Regulations will establish a Compliance Fund as a flexibility mechanism. Primary suppliers will be able to contribute to this compliance fund mechanism for up to 10% of their annual reduction requirement. The credit price under the fund will be set in the Regulations at \$350 in 2022 nominal dollars per compliance credit (CPI adjusted), which corresponds to \$343 in 2021 dollars. Any contributions to the fund must be used for projects or activities that reduce emissions within a five-year period from the time the contribution is made. This analysis treats the fund contributions as if they are transfer payments. Thus, impacts from the fund are presented as equal and offsetting costs to industry (payments) and benefits to society (assets for investments to reduce GHG emissions).

It is estimated that the fund will be used initially in 2025 for about 0.3% of the credit requirement, equivalent to about 45 thousand credits. Between 2026 and 2038, it is estimated that the fund will be used up to the full 10% limit at 3.4 million credits in 2030. In 2039, it is estimated that use of the fund will decline as credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies increase

pour la fourniture de gaz naturel et de propane dans les transports sont calculées en prenant une IC sur le cycle de vie constante de 67 g d'éq. CO₂/MJ pour le GNC et de 75 g d'éq. CO₂/MJ tant pour le GNL que pour le propane. On fait l'hypothèse que le GNC et le GNL représentent chacun la moitié de la demande de gaz naturel. Aucune valeur REE ne figure dans cette formule, car de telles valeurs sont proches de l'unité pour ces voies. En fonction des prévisions de la demande d'énergie du scénario de référence ministériel, on estime que 0,06 million des unités de conformité seront créées en 2022 et que ce nombre augmentera pour atteindre 0,09 en 2030 et 0,12 en 2040. L'analyse ne tient pas compte des valeurs mises à jour de l'IC dans le modèle ACV pour le gaz naturel et le propane qui auraient pour effet la création de moins d'unités de conformité.

Attribution et incidences différentielles : À elle seule, cette voie ne suffira sans doute pas à encourager un investissement menant à une adoption supplémentaire quantifiable du gaz naturel et du propane dans les transports. Tout comme pour les voitures électriques, ce serait néanmoins un autre élément d'incitation qui, avec les autres politiques fédérales et provinciales dans ce domaine, pourra renforcer les signaux du marché pour un plus grand déploiement des véhicules au gaz naturel et au propane. Cette analyse ne prend pas en compte cet élément.

Incidences du fonds aux fins de conformité

Le règlement établira un fonds aux fins de conformité comme mécanisme de flexibilité. Les fournisseurs principaux pourraient verser une contribution à ce mécanisme de fonds aux fins de conformité jusqu'à concurrence de 10 % de leur exigence annuelle de réduction. Le prix d'une unité de conformité sera établi dans le règlement à 350 \$ en 2022 (valeur nominale rajustée en fonction de l'IPC), correspondant à 343 \$ par unité de conformité en dollars de 2021. Toute contribution au fonds doit servir à des projets ou des activités qui réduisent les émissions dans les cinq ans qui suivent la date à laquelle la contribution a été versée. Cette analyse traite les contributions au fonds comme s'il s'agissait d'un paiement de transfert. Ainsi, les impacts associés à ces contributions sont présentés comme étant égaux : les avantages pour la société (capitaux pour des investissements visant à réduire les émissions de GES) compensent les coûts pour l'industrie (paiements).

On estime que les contributions à ce fonds débiteront en 2025 à un niveau de 0,3 % du besoin en unités de conformité, correspondant à environ 45 000 unités de conformité. De 2026 à 2038, il sera utilisé à sa pleine limite de 10 %, correspondant à 3,4 millions d'unités de conformité en 2030. En 2039, cette utilisation diminuera, au fur et à mesure que la création d'unités de conformité, par la voie

over time and the credit requirement of 14 gCO₂e/MJ stays constant. Estimates of fund assets and payments over the time frame of analysis are presented in Table 11.

Table 11: Estimates of fund assets and payments (millions of dollars)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total Present Value
Fund assets	14	3,055	929	7,001	10,999
Fund payments	-14	-3,055	-929	-7,001	-10,999

Quantification of eventual GHG reductions from the fund is not possible at this time and is beyond the scope of this analysis. This is because the specific projects that will receive support in the future from the fund are unknown at this time. Without information on project parameters, it is not possible to estimate incremental GHG emission reductions. However, given that the fund will be required to deliver real, short-term, traceable reductions, it is expected to contribute to the objective of the Regulations to achieve GHG reductions.

Emerging technology pathways

Emerging technologies are technologies that are at a lower technological readiness level, or those that are at a high technological or commercial readiness level but have low adoption rates due to various reasons such as cost, asymmetric information, or lack of incentive. It is expected that the Regulations will provide a sufficient incentive to increase the adoption of emerging technologies to reduce GHG emissions. Examples of emerging technologies that could receive credits under the Regulations include co-processing low-CI feedstock at refineries, hydrogen in fuel cell vehicles, renewable natural gas in natural gas vehicles; renewable electricity at fossil fuel facilities, and emerging low-CI fuels such as synthetic fuels from direct air capture. However, because emerging technologies have low adoption rates, there is not a lot of data available on costs. Credits for emerging technologies are assumed to be incremental and cost the same as the fund (\$343 per credit in 2021 dollars). Given this, it is assumed that emerging technology credits make up the difference between the amount of credits required and credits created from

de fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe, augmentent avec le temps et parce que le besoin en unités de conformité pour une exigence annuelle de 14 g d'éq. CO₂/MJ demeure constant. Le tableau 11 présente des estimations des avoirs et des paiements des capitaux pendant la période visée par l'analyse.

Tableau 11 : Estimation des capitaux et des paiements du fonds (millions de dollars)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement. Les valeurs monétaires sont actualisées à un taux de 3 %.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total - valeurs actualisées
Avoirs du fonds	14	3 055	929	7 001	10 999
Paiements du fonds	-14	-3 055	-929	-7 001	-10 999

Il est impossible pour l'instant de quantifier les réductions éventuelles de GES grâce au fonds, ce calcul dépasse le cadre de l'analyse. C'est parce que les projets bien précis qui seront financés ne sont pas encore connus en ce moment. Sans renseignements sur les paramètres de ces projets, il est impossible d'estimer les réductions différentielles des émissions de GES. Cependant, comme le fonds aura à produire des réductions réelles, à court terme et traçables, il concourrait à la réalisation de l'objectif du règlement qui vise à réduire les GES.

Voies des technologies émergentes

Les technologies émergentes sont des technologies ayant un niveau de maturité technologique moins élevé ou encore ayant un niveau de maturité technologique élevé et qui sont disponibles sur le marché, mais dont le taux d'adoption est bas pour diverses raisons telles que le coût, l'asymétrie de l'information et l'absence d'incitatifs. On prévoit que le règlement fournira suffisamment d'incitatifs pour augmenter l'adoption des technologies émergentes pour réduire les émissions de GES. Parmi les technologies émergentes susceptibles de créer des unités de conformité dans le règlement, mentionnons le cotraitement de charge d'alimentations à faible IC dans les raffineries, l'hydrogène dans les véhicules à pile de combustible, le gaz naturel renouvelable dans les véhicules au gaz naturel, l'électricité renouvelable dans les installations de combustibles fossiles et les combustibles à faible IC avancés, tel que les combustibles synthétiques produits à partir du captage direct du CO₂ dans l'air. Comme ces technologies sont encore peu adoptées, peu de données sur les coûts sont disponibles. On fait l'hypothèse que les unités

mature technologies plus credits obtained from payments to the fund.⁶⁴

By 2026, it is assumed that banked credits, credits from mature technologies, and fund contributions will no longer be sufficient to fulfill the credit requirement. Thus, 3.9 million credits from emerging technologies will be required. Credits from emerging technologies are estimated to gradually increase to a maximum in 2030 at 8.3 million, and then gradually decrease each year after until 2038 when they are no longer needed due to a crowding out effect from increasing baseline credits created from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies and a constant annual CI reduction requirement. As a result, the associated incremental costs and GHG reductions follow the same trend. Incremental impacts from emerging technologies are presented in Table 12 between 2022 and 2040.

Table 12: Incremental costs and GHG reductions from emerging technologies

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total Present Value
Costs (millions of dollars)	0	6,879	2,254	7,993	17,126
GHG reductions (Mt CO₂e)	0	23.8	8.3	32.6	64.7

The CI reduction requirements after 2030 will be subject to a review of the Regulations and potential future amendments.

de conformité relatives aux technologies émergentes représentent des réductions différentielles et que leur prix est le même que celui du fonds (343 \$ par unité de conformité en dollars de 2021). On fait l'hypothèse que les unités de conformité relatives aux technologies émergentes comblent la différence entre le nombre d'unités de conformité requises et les unités de conformité créées par les technologies plus matures et le fonds⁶⁴.

On fait l'hypothèse qu'en 2026, les unités de conformité accumulées, les unités de conformité des technologies plus matures et les contributions au fonds ne suffiront plus à répondre au besoin en unités de conformité. Le besoin sera de 3,9 millions d'unités de conformité issues de technologies émergentes. On estime que les unités de conformité de ces technologies augmenteront progressivement pour atteindre un maximum de 8,3 millions en 2030 pour ensuite diminuer d'année en année jusqu'en 2038, période où elles ne seront plus nécessaires, car elles seront remplacées par la hausse des unités de conformité prévues dans le scénario de référence provenant de la fourniture de combustibles et d'énergie pour les véhicules de technologie de pointe et en raison de l'exigence constante de réduction annuelle de l'IC. Ainsi, les coûts différentiels et les réductions différentielles de GES suivent la même tendance. Les incidences différentielles des technologies émergentes sont présentées au tableau 12 pour la période 2022-2040.

Tableau 12 : Coûts différentiels et réductions différentielles des GES par les technologies émergentes

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement. Les valeurs monétaires sont actualisées à un taux de 3 %.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total valeurs actualisées
Coûts (millions de dollars)	0	6 879	2 254	7 993	17 126
Réductions des GES (Mt d'éq. CO₂)	0	23,8	8,3	32,6	64,7

Les exigences de réduction de l'IC après 2030 seront examinées dans le cadre de l'examen du règlement et pourraient faire l'objet d'éventuelles modifications.

⁶⁴ "Mature technologies" are defined as technologies where the scientific background is well understood and they have been in use for a long enough period such that most of its initial liabilities and problems have been removed or reduced by further development.

⁶⁴ Nous définissons les technologies « mûres » comme celles dont les principes scientifiques sont bien compris et qui sont en usage depuis assez longtemps pour que leur développement ait permis d'éliminer ou de réduire le plus gros de leur passif et de leurs problèmes initiaux.

Impacts on air quality

Some of the representative pathways are expected to result in changes to the emissions of air pollutants, which would therefore result in changes to air quality. Air pollutants are substances that affect human health and the environment (such as ground level ozone, particulate matter, and acid rain).⁶⁵ Air pollutants can be grouped into four different categories: criteria air contaminants and related pollutants (e.g. ozone, particulate matter, sulphur oxides, nitrogen oxides, volatile organic compounds, etc.), persistent organic pollutants (e.g. dioxins and furans), heavy metals (e.g. mercury), and toxics (e.g. benzene). These air pollutants are all different. They differ in their chemical composition, reaction properties, emission sources, how long they last in the environment before breaking down, their ability to move long or short distances, and their eventual impacts.⁶⁶

The likely impact on air pollutant emissions from Compliance Category 1 is unknown, and has not been assessed. However, these impacts are likely to be minimal. Air pollutant emissions from gasoline vehicles and engines are already regulated to a significant extent under existing regulations such as the *Regulations Amending the Sulphur in Gasoline Regulations*, which limit the sulphur content of gasoline.⁶⁷ Refining sector emissions are also regulated through the *Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)*.⁶⁸ In addition, given the flexibility of the proposed Regulations in regard to the choice of compliance pathway, it is unknown where, and by how much, air pollutant emissions would change.

The impact of the proposed Regulations on air quality due to blending low-carbon fuels is also expected to be minimal. A previous risk assessment conducted by Health Canada on the health risks and benefits associated with the use of ethanol-blended gasoline compared to unblended gasoline indicated that increasing the use of E10 fuel in Canada would result in a possibly negligible decrease in the number of adverse health effect

Incidences sur la qualité de l'air

Selon nos prévisions, certaines des voies représentatives changeraient les concentrations d'émissions de polluants atmosphériques et donc la qualité de l'air. Ces polluants sont des substances qui nuisent à la santé humaine et à l'environnement (ozone troposphérique, particules fines, pluies acides, etc.)⁶⁵. Ils se classent dans quatre catégories : principaux contaminants atmosphériques (ozone, particules fines, oxydes de soufre et d'azote, composés organiques volatils, etc.), polluants organiques persistants (dioxines et furanes, par exemple), métaux lourds (mercure, par exemple) et substances toxiques (benzène, par exemple). Ces polluants atmosphériques sont tous différents dans leur composition chimique, leurs propriétés réactives, leurs sources d'émissions, la durée de leur séjour dans l'environnement avant dégradation, leur capacité de se déplacer sur de grandes ou de petites distances et leurs effets éventuels⁶⁶.

L'impact probable sur les émissions de polluants atmosphériques de la catégorie de conformité 1 est inconnu et n'a pas été évalué. Cependant, ces impacts seront probablement minimales. Les émissions de polluants atmosphériques des véhicules et des moteurs à essence sont déjà réglementées dans une large mesure par les dispositions en place comme le *Règlement modifiant le Règlement sur le soufre dans l'essence*, qui limite la teneur en soufre de l'essence⁶⁷. Les émissions du secteur du raffinage sont réglementées par le *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*⁶⁸. Ajoutons que, avec la souplesse du présent règlement pour le choix de la voie de conformité, nous ignorons où et dans quelle mesure les émissions de polluants atmosphériques changeraient.

Les incidences du règlement sur la qualité de l'air par les mélanges de combustibles à faible IC seraient également minimales. Une évaluation de risques a déjà été réalisée par Santé Canada qui portaient sur les risques et les avantages de l'utilisation d'essence à teneur en éthanol par rapport à l'essence pure. Cette étude a indiqué qu'une augmentation de la consommation de carburant E10 au Canada se traduirait par une diminution peut-être négligeable du

⁶⁵ For more information, refer to [ECCC's website on Air Quality](#).

⁶⁶ For more information, refer to [ECCC's website on Air Pollutants Overview](#).

⁶⁷ For more information on air pollutant emissions regulations and measures, refer to [Canada's Air Pollutant Emissions Inventory Report: 2020](#).

⁶⁸ *Regulations Respecting Reduction in the Release of Volatile Organic Compounds (Petroleum Sector)*.

⁶⁵ Pour plus de renseignements, veuillez consulter le [site Web d'ECCC sur la qualité de l'air](#).

⁶⁶ Pour plus de renseignements, veuillez consulter le [site Web d'ECCC Aperçu des polluants atmosphériques](#).

⁶⁷ Pour plus de renseignements sur les règlements et les mesures visant les émissions de polluants atmosphériques, veuillez consulter le [Rapport de l'Inventaire des émissions de polluants atmosphériques du Canada: 2020](#).

⁶⁸ *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*.

incidents.⁶⁹ This decrease would result from a reduction in ambient air concentrations of select pollutants resulting from E10 fuel use. In general, there were no substantial differences in predicted health effects between the conventional gasoline baseline and E10 fuel scenarios. No further study was conducted to evaluate ethanol blends up to E15.

In addition, previous analyses by Health Canada indicated that the widespread use of B5 or B20 nationally is expected to result in minimal air quality and health benefits/risks, and these are likely to diminish over time.⁷⁰ This earlier conclusion was based on evidence available in 2012. More recent evidence from the United States suggests that the use of B20 in modern engines may result in increases in emissions of some air pollutants compared to the use of ultra-low sulphur diesel fuel (ICCT 2021). The air quality impacts in the Canadian context and any associated air pollution health impacts have not been estimated.

Currently, there is limited information regarding the air quality impacts associated with increased HDRD blending in diesel.

Summary of credits created

Early credit creation starts upon registration of the Regulations. Early action credits are created for baseline actions (e.g. low-carbon fuels supplied for federal/provincial blending mandates, supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies) for up to twelve months before the coming into force on July 1, 2023, of the annual reduction requirements under the Regulations. Credit creation from baseline pathways plus banked credits from previous years are sufficient to fulfill the credit requirement and result in an accumulation of banked credits for the first two years that the Regulations are in force (2023–2024). In 2025, credits from baseline pathways and banked credits are estimated to no longer be sufficient to fulfill the credit requirement. As a result, it is estimated that incremental actions (e.g. CCS, blending low-CI fuels) will be required starting in 2025. It is estimated that 2025 is the last year in which banked credits are used and the first year in which the fund is accessed. In 2026, it is estimated that credits from emerging technologies will be required to fulfill the credit requirement. By 2030, the Regulations reach full stringency at 14 gCO₂e/MJ and blending of low-carbon fuels will be used to the assumed blend rates (10% for ethanol, 5% for biodiesel and 6% for HDRD). The fund

nombre d'incidents à effets néfastes sur la santé⁶⁹. La diminution tiendrait à de moindres concentrations dans l'air ambiant de certains polluants par suite de cette consommation. Il n'y aurait généralement pas de différences appréciables d'effets prévus sur la santé entre les scénarios de l'essence ordinaire et de l'essence E10. Aucune autre étude n'a évalué les teneurs de l'essence en éthanol atteignant E15.

De plus, des analyses antérieures de Santé Canada indiquent qu'une teneur en biodiesel de B5 ou B20 devrait se traduire à l'échelle du pays par des avantages et des risques minimes pour la qualité de l'air et la santé et que les effets en question devraient s'amenuiser avec le temps⁷⁰. Cette conclusion préliminaire est fondée sur des données de 2012. Des données plus récentes provenant des États-Unis suggèrent que l'utilisation de B20 dans les moteurs modernes peut entraîner une augmentation des émissions de certains polluants atmosphériques par rapport à l'utilisation de diesel à très faible teneur en soufre (ICCT 2021). Les incidences sur la qualité de l'air dans le contexte canadien et toute répercussion connexe de la pollution de l'air sur la santé n'ont pas été estimées.

À l'heure actuelle, il y a peu de renseignements disponibles à propos des répercussions sur la qualité de l'air de l'augmentation de la teneur du diesel en DRPH.

Résumé de la création des unités de conformité

La création anticipée d'unités de conformité débute avec l'enregistrement du règlement. Cette création d'unités se fait d'abord en fonction des mesures prévues dans le scénario de référence (fourniture de combustibles à faible IC pour le respect des exigences fédérales et provinciales en matière de mélange, fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe, etc.) pour une période d'au plus douze mois précédant l'entrée en vigueur des exigences de réduction du règlement le 1^{er} juillet 2023. La création d'unités de conformité provenant des mesures prévues dans le scénario de référence et les unités de conformité accumulées des années précédentes sont suffisantes pour combler le besoin en unités de conformité et pour accumuler des unités durant les deux premières années d'application du règlement (2023–2024). En 2025, les unités de conformité des voies prévues dans le scénario de référence et les unités de conformité accumulées ne seraient plus suffisantes pour combler le besoin en unités de conformité. Nous estimons, par conséquent, que des mesures supplémentaires (captage et stockage du carbone, mélanges de combustibles à faible IC) seront nécessaires à partir de 2025. On estime que 2025 est la dernière année où les unités de conformité accumulées

⁶⁹ Health Canada study (2010) on the [Health Risks and Benefits Associated with the Use of 10% Ethanol-blended Gasoline in Canada](#).

⁷⁰ Health Canada study (2012) on the [Human Health Risk Assessment for Biodiesel Production, Distribution and Use in Canada](#).

⁶⁹ Étude de Santé Canada (2010) [Risques et bénéfices pour la santé liés à l'usage d'essence contenant 10 % d'éthanol au Canada](#).

⁷⁰ Étude de Santé Canada (2012) [Évaluation des risques pour la santé humaine liés à la production, à la distribution et à l'utilisation du biodiesel au Canada](#).

The estimated trend in total credits created between 2031 and 2040 slightly declines after 2030. However, as the credit requirement remains constant at 14 gCO₂e/MJ, credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies are estimated to increase over time, crowding out incremental credits and the fund. As a result, incremental credits decrease from 16.3 million in 2030 to 8.0 million in 2040 and the fund decreases from 3.4 million in 2030 to zero in 2040. Credit estimates by compliance category between 2022 and 2040 are presented in Figure 5.

Table 14: Summary of pathway cost and overall credits in 2030

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

Pathway	Credits (millions)	Cost per credit (\$/credit)
Banked credits	-	-
Low carbon fuels from current mandate	6.4	-
Supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies (EVs)	7.0	-
Supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies (NGVs and propaneVs)	0.1	-
Baseline carbon capture and storage	1.1	-
Biodiesel (5%) in LFO	0.2	41
Biodiesel (5%) in Diesel	1.8	79
Incremental carbon capture and storage	3.0	125
HDRD (6%) in LFO	0.1	134
Ethanol in Gasoline (10%)	0.5	152
HDRD (6%) in Diesel	2.4	158
Fund	3.4	343
Emerging tech	8.3	343
Total credits created (quantity of credits supplied)	34.3	NA

La courbe tendancielle estimée des unités de conformité totales créées de 2031 à 2040 diminue légèrement après 2030. Selon les estimations, comme le besoin en unités de conformité est constant à 14 g d'éq. CO₂/MJ, les unités de conformité provenant de la fourniture des combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe augmentent avec le temps pour remplacer les unités de conformité supplémentaires et le fonds. Ainsi, les unités de conformité supplémentaires passent de 16,3 à 8,0 millions en 2040 et le fonds, de 3,4 millions en 2030 à zéro en 2040. La figure 5 présente les estimations des unités de conformité par catégorie de conformité entre 2022 et 2040.

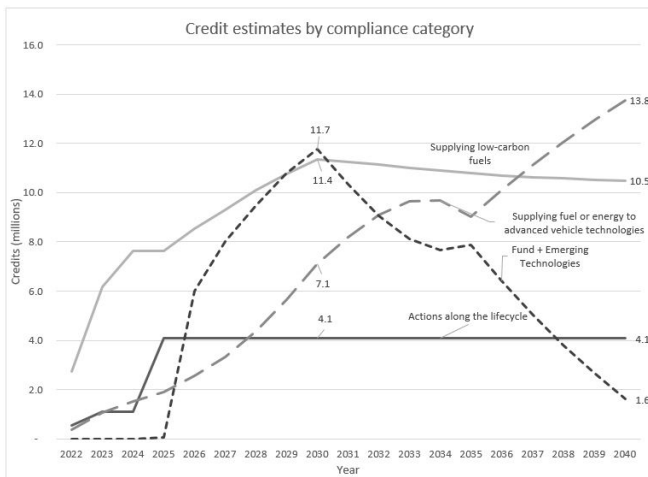
Tableau 14 : Résumé du coût et du nombre global d'unités de conformité des voies en 2030

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement.

Voies	Unité de conformité (millions)	Coût par unité de conformité (\$/unité de conformité)
Unités de conformité accumulées	-	-
Combustibles à faible IC des mandats actuels	6,4	-
Fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe (VE)	7,0	-
Fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe (VGN et Vpropane)	0,1	-
Captage et stockage du carbone prévu dans le scénario de référence	1,1	-
Biodiesel (5 %) dans le mazout léger	0,2	41
Biodiesel (5 %) dans le diesel	1,8	79
Captage et stockage du carbone supplémentaire	3,0	125
DRPH (6 %) dans le mazout léger	0,1	134
Éthanol dans l'essence (10 %)	0,5	152
DRPH (6 %) dans diesel	2,4	158
Fonds aux fins de conformité	3,4	343
Technologie émergente	8,3	343
Totaux des unités de conformité créées (quantités d'unités fournies)	34,3	S.O.

Figure 5: Credit estimates by compliance category, 2022–2040 (millions)

Note: Credit estimates for supplying low-carbon fuels jump in 2024 due to the one-time roll-over of credits from the RFR, estimated at 1.4 million.



Summary of benefits

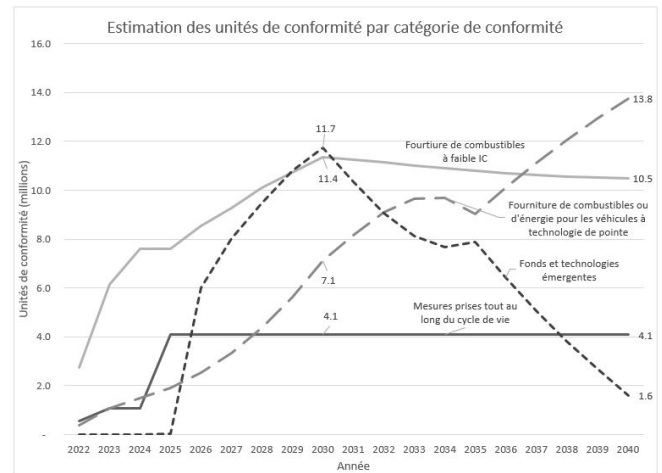
The Regulations will reduce GHG emissions that will otherwise be emitted into the atmosphere. It is estimated that the Regulations will result in 204 Mt of cumulative GHG emission reductions that are attributable and measurable over the time frame of this analysis, as shown in Table 15 below.

Supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies could work in combination with other policies to further incentivize EV uptake but is not likely to result in measurable reductions attributable to the Regulations alone. In addition, by law, the fund will be required to invest in GHG emission reduction efforts. Given that the timing, magnitude and incrementality of these emission reduction efforts are unknown, the analysis is unable to estimate reductions for them. There is also uncertainty regarding the potential for actions taken throughout the fuel lifecycle and from potential emerging technologies. Uncertainty regarding the impacts of attribution assumptions have been assessed in a sensitivity analysis (see section on *Uncertainty of impact estimates*).

It is estimated that the Regulations will not result in incremental GHG emission reductions until 2025 since industry compliance is expected to be achieved by using credits from actions that will have occurred in the baseline between 2022 and 2024 (see section above on *summary of credits created*). Incremental GHG emission reductions

Figure 5 : Estimations des unités de conformité par catégorie de conformité, 2022-2040 (millions)

Nota : Les estimations des unités de conformité pour la fourniture de combustibles à faible IC augmentent considérablement en 2024 à cause du transfert unique de 1,4 million d'unités de conformité du *Règlement sur les carburants renouvelables* selon les estimations.



Résumé des avantages

Le règlement réduira les émissions de GES qui seraient normalement rejetées dans l'atmosphère. Les réductions d'émissions de GES cumulatives sont estimées à 204 Mt d'émissions de GES qui seraient attribuables au règlement et quantifiables dans la période visée par cette analyse, comme on peut le voir au tableau 15 plus loin.

La fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe pourrait, en combinaison avec d'autres politiques, favoriser encore plus l'adoption des véhicules électriques, mais sans qu'il y ait de réductions quantifiables qui soient attribuables au règlement seul. De plus, par la loi, il sera exigé que le fonds investit dans les efforts pour la réduction des émissions de GES. Étant donné qu'une certaine incertitude subsiste néanmoins au sujet du moment, de l'ordre de grandeur et du caractère différentiel de ces efforts de réduction des émissions, l'analyse n'est pas en mesure d'estimer leurs réductions. La même incertitude existe quant aux effets possibles des mesures prises le long du cycle de vie des combustibles et des éventuelles technologies émergentes. Les incertitudes quant aux hypothèses d'attribution des incidences ont été évaluées dans une analyse de sensibilité (voir la section sur *l'incertitude des estimations d'impact*).

On estime que le règlement n'apportera pas de réductions différentielles des émissions de GES avant 2025, puisque l'industrie devrait se conformer par l'utilisation des unités de conformité obtenues par les mesures prévues dans le scénario de référence entre 2022 et 2024 (voir la section plus haut qui *résume les unités de conformité créées*). Les

peak in 2030 at about 18 Mt and are estimated to gradually decline each year after as the CI reduction requirements remain constant after 2030 and credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies crowd out the need to use credits from incremental pathways. The CI reduction requirements after 2030 are subject to a review of the Regulations and potential future amendments.

Table 15: Incremental GHG emission reductions by compliance category (Mt CO₂e)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Actions along the lifecycle	3.0	12.0	3.0	30.0	48.0
Supplying low-carbon fuels	1.3	17.5	6.7	65.8	91.3
Emerging technologies	0	23.8	8.3	32.6	64.7
Total GHG reductions	4.3	53.2	18.0	128.5	204.1

Summary of industry compliance costs

It is expected that credits will be created under the Regulations for activities that will have otherwise occurred in the baseline scenario. As such, not all of the costs will be attributable to the Regulations. Incremental compliance costs attributable to the Regulations are estimated at \$41.7 billion over the period of analysis and are presented in Table 16.

Table 16: Net compliance costs (millions of dollars)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total Present Value
Net compliance costs	4,349	12,131	3,924	21,310	41,715

The Regulations result in incremental compliance costs in 2023 because most of the compliance pathways require upfront capital investments and lead time for projects to become operational. Early action credits and a low

réductions des émissions de GES sont les plus élevées en 2030 à environ 18 Mt. Selon les estimations, les réductions diminuent progressivement chaque année par la suite, car les exigences de réduction de l'IC sont constantes après 2030 et les unités de conformité provenant de la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe remplacent les unités de conformité provenant de voies supplémentaires. Les exigences de réduction de l'IC après 2030 seront examinées dans le cadre de l'examen du règlement et pourraient faire l'objet d'éventuelles modifications.

Tableau 15 : Réductions différentielles des émissions de GES par catégorie de conformité (Mt d'éq. CO₂)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total
Mesures le long du cycle de vie	3,0	12,0	3,0	30,0	48,0
Fourniture de combustibles à faible IC	1,3	17,5	6,7	65,8	91,3
Technologies émergentes	0	23,8	8,3	32,6	64,7
Réductions totales des GES	4,3	53,2	18,0	128,5	204,1

Résumé des coûts de conformité de l'industrie

On prévoit que des unités de conformité seront créées au titre du règlement pour des activités qui auront normalement eu lieu dans le cadre du scénario de référence. Ainsi, les coûts ne seront pas tous attribuables au règlement. Les coûts différentiels de conformité attribuables au règlement sont estimés à 41,7 G\$ pendant la période visée par l'analyse et sont présentés au tableau 16.

Tableau 16 : Coûts nets de conformité (millions de dollars)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement. Les valeurs monétaires sont actualisées à un taux de 3 %.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Valeur actuelle totale
Coûts nets de conformité	4 349	12 131	3 924	21 310	41 715

Le règlement engendre des coûts différentiels de conformité en 2023, parce que la plupart des voies de conformité exigent un investissement initial et un certain délai avant que les projets soient opérationnels. La création anticipée

stringency in the early years of the Regulations allow time for a buildup of banked credits from baseline activities (such as credits from low-carbon fuels supplied under the RFR). This accumulation of banked credits in the early years is expected to provide firms with enough lead time to make capital investments in projects required by 2030, when the Regulations reach full stringency. As a result, operating costs are not incurred until 2025 since industry compliance is expected to be achieved by using banked credits from baseline actions between 2022 and 2024 (see section above on *summary credits created*). Net operating costs increase gradually from 2025 to 2029, reaching their peak in 2030 (at \$3,924 million). Net operating costs gradually decline between 2031 and 2040 due to more baseline credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies that reduces the need to use credits from incremental pathways. Estimates of net compliance costs by compliance category are shown in Table 17.

Table 17: Net compliance costs by compliance category (millions of dollars)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total Present Value
Actions along the lifecycle	3,931	546	127	1,081	5,686
Supplying low-carbon fuels	404	1,652	614	5,234	7,904
Emerging technologies	0	6,879	2,254	7,993	17,126
Fund payments	14	3,055	929	7,001	10,999
Net compliance costs	4,349	12,131	3,924	21,310	41,715

Industry and government administrative costs to ensure compliance

The Regulations will require primary suppliers to keep records and submit reports (including a registration report, a compliance report, and verification reports). They will also incur costs to submit information on credit creation activities and third-party verification of reports.

des unités de conformité et les exigences moins élevées des premières années du règlement permettent d'accumuler des unités de conformité issues de mesures prévues dans le scénario de référence (par exemple la fourniture de combustibles à faible IC dans le cadre du *Règlement sur les carburants renouvelables*). L'accumulation des unités de conformité les premières années devrait donner assez de temps aux entreprises pour investir dans les projets requis pour 2030 au moment où le règlement aura l'exigence de réduction la plus élevée. Des coûts d'exploitation ne sont donc pas supportés avant 2025, puisque l'industrie se conformera avant en utilisant les unités de conformité accumulées des mesures prévues dans le scénario de référence entre 2022 et 2024 (voir la section qui précède où est *résumée la création d'unités de conformité*). Les coûts nets d'exploitation augmentent progressivement de 2025 à 2029 et atteignent un sommet en 2030 (à 3 924 M\$). Ils diminuent peu à peu de 2031 à 2040 à cause de l'augmentation du nombre d'unités de conformité prévues dans le scénario de référence issues de la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe, d'où un moindre besoin d'utiliser les unités de conformité de voies supplémentaires. Le tableau 17 présente les estimations de coûts nets de conformité par catégorie de conformité.

Tableau 17 : Coûts nets de conformité par catégorie de conformité (millions de dollars)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement. Les valeurs monétaires sont actualisées à un taux de 3 %.

	2021-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Valeur actuelle totale
Mesures le long du cycle de vie	3 931	546	127	1 081	5 686
Fourniture de combustibles à faible IC	404	1 652	614	5 234	7 904
Technologies émergentes	0	6 879	2 254	7 993	17 126
Fonds aux fins de conformité	14	3 055	929	7 001	10 999
Coûts nets de conformité	4 349	12 131	3 924	21 310	41 715

Coûts administratifs de conformité du gouvernement et de l'industrie

Le règlement obligera les fournisseurs principaux à tenir des registres et à présenter des rapports (rapport d'enregistrement, rapport de conformité, rapport sur la vérification, etc.). Ces fournisseurs devront également supporter des coûts pour déclarer des renseignements sur les

In addition, primary suppliers and renewable fuel producers and importers who were previously regulated under the *Renewable Fuels Regulations* (RFR) will benefit from some administrative cost savings due to the repeal of the RFR. As a result, net administrative costs to primary suppliers are estimated at \$64.8 million over the time frame of analysis. Administrative cost savings to primary suppliers and renewable fuel producers and importers are estimated at \$7.2 million from 2022 to 2040. As a result, there will be total net administrative costs to industry estimated at \$57.6 million between 2022 and 2040.⁷¹

The Department will incur opportunity costs to enforce and administer the Regulations. With respect to enforcement costs, it is expected that there will be costs required to hire and train new enforcement officers, training for current enforcement officers, costs for equipment, and costs for inspections. In total, enforcement costs are estimated at \$10.3 million between 2022 and 2040.

Program implementation opportunity costs include the hiring and training of new full-time employees, training and equipment, policy analysis, data collection and analysis, verification of third-party verifiers, compliance promotion, as well as reporting and information management. The Department will also incur administrative costs related to the design and development of a credit transaction system, the Fuel Lifecycle Assessment Model, and the electronic reporting system. Resources will also be required in order to operate the credit transaction system, verify compliance pathways, as well as to update these tools and systems. In total, program costs for the Regulations are expected to be about \$73.0 million between 2022 and 2040.

Table 18: Administrative costs for industry and Government (millions of dollars)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Industry administrative costs	9.8	13.2	3.6	38.2	64.8
Industry administrative cost savings	(0.8)	(1.6)	(0.4)	(4.4)	(7.2)

⁷¹ In the “One-for-one rule” section of the Regulatory Impact Analysis Statement (RIAS), these costs are also annualized at \$302,700 in 2012 dollars over a 10-year period (2021 to 2031) using a 7% discount rate as per the [Red Tape Reduction Regulations](#).

activités de création d’unités de conformité et en vérification de rapports par des tiers. De plus, les fournisseurs principaux et les producteurs et importateurs de combustibles renouvelables qui étaient préalablement réglementés dans le cadre du *Règlement sur les carburants renouvelables* (RCR) bénéficieront de certaines économies administratives annuelles en raison de l’abrogation du RCR. Par conséquent, les coûts administratifs nets pour les fournisseurs principaux sont estimés à 64,8 millions de dollars sur la période d’analyse. Les économies de coûts administratifs pour les fournisseurs principaux et les producteurs et importateurs de carburants renouvelables sont estimées à 7,2 millions de dollars de 2022 à 2040. Ainsi, les coûts totaux administratifs nets pour l’industrie sont estimés à 57,6 M\$ pour la période 2022-2040⁷¹.

Le Ministère engagera des coûts d’opportunité pour faire appliquer et administrer le règlement. En matière d’exécution, des coûts seront à prévoir pour le recrutement et la formation de nouveaux agents d’application de la loi, pour le perfectionnement du personnel d’exécution en place et pour l’équipement et les inspections. Les coûts d’exécution sont estimés à 10,3 M\$ au total entre 2022 et 2040.

Les coûts d’opportunité de mise en œuvre de programme visent le recrutement et la formation de nouveaux employés à plein temps, la formation et le matériel, l’analyse des politiques, la collecte des données, l’analyse, la vérification par des tiers vérificateurs, la promotion de la conformité, la production de rapports et la gestion de l’information. Le Ministère devra aussi prendre en charge les coûts administratifs de la conception et de la mise en place d’un système de transactions de cession d’unités de conformité, vérifier les voies de conformité et mettre à jour les outils et les systèmes en question. Dans l’ensemble, les coûts de programme pour le règlement sont estimés à environ 73,0 M\$ de 2022 à 2040.

Tableau 18 : Coûts administratifs pour l’industrie et le gouvernement (millions de dollars)

Nota : L’addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l’arrondissement. Les valeurs monétaires sont actualisées à un taux de 3 %.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total
Coûts administratifs de l’industrie	9,8	13,2	3,6	38,2	64,8
Économies administratives de l’industrie	(0,8)	(1,6)	(0,4)	(4,4)	(7,2)

⁷¹ À la section « Règle du “un pour un” » du résumé de l’étude d’impact de la réglementation (REIR), ces mêmes coûts sont actualisés en dollars de 2012 sur 10 ans (de 2021 à 2031) à un taux de 7 % conforme au [Règlement sur la réduction de la paperasse](#).

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Government administrative costs	29.0	19.0	4.4	37.5	89.8
Net administrative costs	37.9	30.5	7.6	71.4	147.4

Total net industry administrative costs are estimated at \$57.6 million between 2022 and 2040, and total government administrative costs to implement and enforce the Regulations are estimated at \$89.8 million over the time frame of analysis. Total administrative costs to industry and government necessary to ensure compliance with the Regulations are estimated to be \$147.4 million between 2022 and 2040.

Cost-effectiveness analysis of central case results

Between 2022 and 2040, the Regulations are estimated to result in GHG emission reductions of 204 Mt at a cumulative cost of \$41.8 billion to industry and government and a net cost of \$30.8 billion to society over the time frame of analysis. Table 19 presents a summary of central case impacts.

Table 19: Central case impacts (millions of dollars)

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

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total Present Value
Credit creation costs	4,335	9,077	2,995	14,309	30,715
Fund payment costs	14	3,055	929	7,001	10,999
Administrative costs	29	19	4	38	83
Fund asset benefits	(14)	(3,055)	(929)	(7,001)	(10,999)
Administrative cost savings	(1)	(1)	(0)	(3)	(6)
Net costs	4,363	9,094	2,999	14,343	30,793
GHG emission reductions (Mt)	4	53	18	128	204

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total
Coûts administratifs du gouvernement	29,0	19,0	4,4	37,5	89,8
Coûts administratifs nets	37,9	30,5	7,6	71,4	147,4

Les coûts totaux administratifs nets encourus par l'industrie sont estimés à 57,6 millions de dollars entre 2022 et 2040, et les coûts totaux administratifs encourus par le gouvernement pour mettre en œuvre et appliquer le règlement sont estimés à 89,8 millions de dollars sur la période de l'analyse. On estime à 147,4 M\$ pendant la période 2022-2040 les coûts totaux administratifs encourus par l'industrie et le gouvernement pour veiller à la conformité avec le règlement.

Analyse coût-efficacité des résultats de l'estimation centrale

On estime que, de 2022 à 2040, le règlement réduirait les émissions de GES de 204 Mt à des coûts cumulatifs de 41,8 G\$ pour l'industrie et le gouvernement et un coût net de 30,8 G\$ pour la société sur la période visée par l'analyse. Le tableau 19 résume les incidences de l'estimation centrale.

Tableau 19 : Incidences de l'estimation centrale (millions de dollars)

Nota : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement. Les valeurs monétaires sont actualisées à un taux de 3 %.

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total de la valeur actuelle
Coûts liés à la création des unités de conformité	4 335	9 077	2 995	14 309	30 715
Coûts liés aux fonds aux fins de conformité	14	3 055	929	7 001	10 999
Coûts administratifs	29	19	4	38	83
Avantages liés aux fonds aux fins de conformité	(14)	(3 055)	(929)	(7 001)	(10 999)
Économies administratives	(1)	(1)	(0)	(3)	(6)
Coûts nets	4 363	9 094	2 999	14 343	30 793
Réductions des émissions de GES (Mt)	4	53	18	128	204

To obtain the cost per tonne estimate of the Regulations, costs to industry and government are divided by the amount of the GHG emissions reduced between 2022 and 2040. To obtain the net cost per tonne estimate of the Regulations, costs to industry and government less benefits to society are divided by the amount of the GHG emissions reduced between 2022 and 2040. In this analysis, only the monetized costs are discounted. The GHG emission reductions are left undiscounted. The analysis was done this way to show what the costs of the Regulations will be to achieve the estimated amount of GHG emission reductions in their physical form. Therefore, the anticipated GHG emission reductions will be achieved at an estimated cost per tonne of \$205 and a net cost per tonne of \$151 (see Table 20).

Table 20: Central case cost-effectiveness analysis (2022–2040)

Note: Figures may not add up to totals due to rounding. Monetized values are discounted to the present value using a 3% discount rate. GHG emission reductions are undiscounted.

	2022–2025	2026–2029	2030	2031–2040	Total Present Value
Cost (millions \$)	4,384	12,130	3,924	21,307	41,709
Net cost (millions \$)	4,363	9,094	2,999	14,343	30,793
GHG reductions (Mt CO₂e)	4	53	18	128	204
Cost per tonne (\$/tCO₂e)					205
Net cost per tonne (\$/tCO₂e)					151

Uncertainty of impact estimates

The results of this analysis are based on key parameter estimates, which may be higher or lower than indicated by the projections and assumptions relied on to develop the analysis. For example, the modelling relies on assumptions about the proportion of category 1, 2 and 3 credits that will be created and at what cost. These assumptions account for the costs of known, mature technologies as well as assumptions about emerging technologies. It relies on projections of energy demand and prices. Furthermore, it follows TBS guidance on federal cost-benefit analyses of regulations, which requires the use of a 3% discount rate when a regulation has health or environmental impacts.

Given this uncertainty, sensitivity analyses were conducted to assess the impact of changes to these

Pour estimer le coût par tonne du règlement, on divise les coûts pour l'industrie et le gouvernement par la quantité d'émissions de GES réduites de 2022 à 2040. Pour obtenir le coût net par tonne du règlement, on divise les coûts pour l'industrie et le gouvernement moins les avantages par la quantité d'émissions de GES réduites de 2022 à 2040. Dans cette analyse, seules les valeurs monétaires des impacts sont actualisées. Les réductions d'émissions de GES ne sont pas actualisées. L'analyse a été effectuée de cette façon pour montrer quels seront les coûts du règlement pour atteindre les réductions estimées d'émissions de GES sous leur forme physique. Selon l'analyse, les réductions prévues des émissions se réaliseront à un coût estimatif par tonne de 205 \$ et à un coût net par tonne de 151 \$ (voir le tableau 20).

Tableau 20 : Analyse coûts-efficacité des résultats de l'estimation centrale (2022-2040)

Note : L'addition des chiffres peut ne pas donner le total à cause de l'arrondissement. Les valeurs monétaires sont actualisées à un taux de 3 %. Les réductions des émissions de GHS ne sont pas actualisées.

	2022-2025	2026-2029	2030	2031-2040	Total de la valeur actuelle
Coût (M\$)	4 384	12 130	3 924	21 307	41 709
Coût net (M\$)	4 363	9 094	2 999	14 343	30 793
Réductions des GES (Mt d'éq. CO₂)	4	53	18	128	204
Coût par tonne (\$/t d'éq. CO₂)					205
Coût net par tonne (\$/t d'éq. CO₂)					151

Incertitude des estimations d'impact

Les résultats de cette analyse sont fondés sur des estimations de paramètres clés qui peuvent être supérieures ou inférieures à ce que peuvent indiquer les projections et les hypothèses utilisées dans cette analyse. Par exemple, la modélisation repose sur des hypothèses concernant la proportion d'unités de conformité créées dans les catégories 1, 2 et 3 et les coûts auxquels ces unités seront créées. Ces hypothèses tiennent compte des coûts des technologies connues et matures ainsi de certaines hypothèses sur les technologies émergentes. La modélisation repose sur des projections de la demande d'énergie et des prix. De plus, elle suit les directives du SCT sur les analyses coûts-avantages des règlements fédéraux, qui exigent l'utilisation d'un taux d'actualisation de 3 % lorsqu'un règlement a des incidences sur la santé ou l'environnement.

Vu cette incertitude, des analyses de sensibilité ont été effectuées pour évaluer l'incidence des variations de ces

parameters on the expected impacts of the Regulations, where possible between 2022 and 2040.

Credit creation: The estimated number of credits created for each compliance pathway may be higher or lower than estimated in the central analysis, and consequently the estimated incremental costs and reductions (impacts are shown in tables 25 and 26 below). Feedback from stakeholders was solicited by the Department, which yielded a range of results. Additionally, it is expected that changes in energy demand and future technological advances could result in significantly higher than estimated credits. To estimate the effect of different credit estimates on the final results, sensitivity analyses were conducted for seven scenarios:

- (1) Fewer credits from actions along the lifecycle: where CCS credits are 50% lower than the central case. There is uncertainty regarding firms' ability to make investments in GHG reducing projects. For example, if unanticipated technological barriers arise credit creation from CCS would be lower than estimated. In this scenario, 2030 credits for actions along the lifecycle are estimated to decrease from 4.1 million to 2.6 million. From 2022 to 2040, more fund contributions and credits from emerging technologies will be needed, which are both estimated to be the highest cost pathways in the analysis (at \$343/credit). The fund is treated as if it is a transfer payment since the specific projects that will receive funds are unknown (i.e. no estimated GHG reductions and costs). As a result, this scenario leads to less GHG reductions and higher costs. Between 2022 and 2040, this will result in a net cost per tonne of about \$165 (higher than the central case).
- (2) More credits from actions along the lifecycle: where CCS credits are 100% higher than the central case. This may be more likely if technological advancements are greater than anticipated. In this scenario, 2030 credits for actions along the lifecycle are estimated to increase from 4.1 million to 7.1 million. From 2022 to 2040, fewer fund contributions will be required and credits from emerging technologies will not be needed at all, resulting in more GHG reductions and lower costs. Between 2022 and 2040, this will result in a net cost per tonne of about \$125 (lower than the central case).
- (3) Fewer credits from supplying low-carbon fuels: where the 2030 blend levels of low-carbon fuels are lower with biodiesel in diesel and LFO at 3%, and HDRD in diesel and LFO at 3%, while ethanol remains constant at 10% in jurisdictions where there is no other blending mandate (in the central case, 2030 blend levels are 5%, 6%, 10% respectively). This represents a scenario in which there are more barriers for supplying low-carbon fuels than anticipated. For example, if global HDRD supplies are lower than anticipated. In this scenario, 2030 credits from supplying low-carbon fuels are estimated to decrease from 11.4 million to

paramètres sur les effets prévus du règlement, et ce, autant que possible entre 2022 et 2040.

Création des unités de conformité : Le nombre estimatif d'unités de conformité créées dans chaque voie de conformité peut être supérieur ou inférieur à l'estimation centrale de l'analyse, comme peuvent l'être, par conséquent, les valeurs estimées des coûts et des réductions différentiels (les incidences sont présentées aux tableaux 25 et 26 plus loin). Le Ministère a sollicité la rétroaction des intervenants, ce qui a donné un éventail de résultats. Il faut s'attendre par ailleurs à ce que l'évolution de la demande d'énergie et les futurs progrès technologiques permettent la création d'un nombre d'unités de conformité largement supérieures aux valeurs estimées. Pour évaluer l'incidence des différentes estimations des unités de conformité sur les résultats finaux, des analyses de sensibilité ont été menées selon sept scénarios :

- (1) Moins d'unités de conformité issues des mesures prises le long du cycle de vie : C'est le cas où les unités de conformité de captage et stockage du carbone sont de 50 % inférieures à l'estimation centrale. Il y a de l'incertitude quant à la capacité des entreprises à investir dans des projets de réduction des GES. Par exemple, si des obstacles technologiques imprévus se présentaient, la création d'unités de conformité issues du captage et stockage du carbone serait moins importante que prévue. Selon les estimations dans ce scénario, les unités de conformité en 2030 des mesures prises le long du cycle de vie diminueraient de 4,1 à 2,6 millions. Entre 2022 et 2040, il faudra plus de contributions au fonds et d'unités de conformité issues des technologies émergentes, le fonds et ces technologies étant les voies aux coûts les plus élevés dans l'analyse (à 343 \$/unité). Le fonds est traité comme un paiement de transfert, car les projets bien précis qui recevront du financement ne sont pas connus (il n'y a pas de valeurs estimées de réductions et de coûts). Par conséquent, ce scénario se traduit par une baisse des réductions GES et une hausse des coûts. De 2022 à 2040, il en résultera un coût net par tonne d'environ 165 \$ (valeur supérieure à celle de l'estimation centrale).
- (2) Plus d'unités de conformité issues des mesures prises tout au long du cycle de vie : C'est le cas où les unités de conformité de captage et stockage du carbone sont 100 % supérieures à celles de l'estimation centrale. C'est ce qui pourrait se produire si les progrès technologiques étaient supérieurs aux prévisions. Selon ce scénario, on estime que les unités de conformité en 2030 des mesures le long du cycle de vie augmenteraient de 4,1 à 7,1 millions. Entre 2022 et 2040, il faudra moins de contributions au fonds et les unités de conformité issues de technologies émergentes ne seront plus du tout nécessaires, d'où une hausse des réductions de GES et une baisse des coûts. De 2022 à 2040, il en résulterait un coût net par tonne d'environ 125 \$ (valeur inférieure à celle de l'estimation centrale).

8.7 million. Between 2022 and 2040, fund contributions will be higher and more credits from emerging technologies will be required. This results in greater costs but less GHG reductions given that the fund is treated as if it is a transfer payment, as mentioned above. Between 2022 and 2040, this will result in a net cost per tonne of about \$186 (higher than the central case).

- (4) More credits from supplying low-carbon fuels: where the global supply of HDRD is higher than anticipated and the 2030 blend level of HDRD in diesel and LFO is higher at 10% (in the central case, the 2030 blend level is 6%), while ethanol blend rates increase to 15% (compared to 10% in jurisdictions where there is no other blending mandate in the central case). The Regulations will also provide incentive for low carbon fuel suppliers to obtain more credits by reducing the CI of the low-carbon fuels they supply. However, there is uncertainty regarding how much LCA CI values may decline over time. In this scenario, LCA CI values for low-carbon fuels decline from 49 gCO₂e/MJ in 2022 to 41 gCO₂e/MJ in 2030 for ethanol, 26 CO₂e/MJ in 2022 to 17 gCO₂e/MJ in 2030 for biodiesel, and 29 gCO₂e/MJ in 2022 to 24 gCO₂e/MJ in 2030 for HDRD. In addition, 2030 credits from supplying low-carbon fuels are estimated to increase from 11.4 million to 17.5 million. Between 2022 and 2040, fund contributions and emerging technology credits will have a lower requirement. Holding all else constant, if the CI value of low-carbon fuels decreases, incremental GHG emission reductions from low-CI fuels will remain the same (more detail on this is included in the section above on *lifecycle analysis versus national inventory accounting*). Furthermore, as credits from low-CI fuels increase, the level of credits required will decrease given that low-carbon fuels will displace the use of fossil fuels. Therefore, GHG emission reductions and costs both decrease in this scenario, while reductions decrease less than the costs. Between 2022 and 2040, this will result in a net cost per tonne of about \$111 (lower than the central case).
 - (5) Fewer credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies: where credits are 50% lower than the central case. This scenario could occur if EV or natural gas/propane vehicle uptake is lower than projected or if metered residential EV charging is lower than assumed. In this scenario, 2030 credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies are estimated to decrease from 7.1 million to 3.6 million. From 2022 to 2040, more credits from emerging technologies and contributions from the fund will be required, resulting in greater GHG reductions and costs. It will also result in a net cost per tonne of about \$172 (higher than the central case).
 - (6) More credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies: where credits are 50% higher than the central case. This could represent a
- (3) Moins d'unités de conformité issues de la fourniture de combustibles à faible IC : C'est le cas où la teneur en combustibles à faible IC en 2030 est moindre avec 3 % pour le biodiesel dans le diesel et le mazout léger et 3 % aussi pour le DRPH dans le diesel et le mazout léger, pendant que l'éthanol demeure constant à 10 % dans les administrations qui n'ont pas de règlement sur les teneurs minimales en combustibles à faible IC (dans l'estimation centrale, les valeurs correspondantes de teneur sont de 5 %, 6 % et 10 %). Dans ce scénario, il y a plus d'obstacles que prévu à la fourniture de combustibles à faible IC. Il se peut, par exemple, que l'approvisionnement mondial en DRPH soit moindre que prévu. Selon ce scénario, on estime que les unités de conformité en 2030 par la fourniture de combustibles à faible IC diminueraient de 11,4 à 8,7 millions. Entre 2022 et 2040, les contributions au fonds seront supérieures, et plus d'unités de conformité issues de technologies émergentes seraient nécessaires. Il en résulterait une hausse des coûts et une baisse des réductions de GES, puisque le fonds est traité comme un paiement de transfert, ainsi qu'il est mentionné précédemment. De 2022 à 2040, le coût net par tonne sera d'environ 186 \$ (valeur supérieure à celle de l'estimation centrale).
 - (4) Plus d'unités de conformité issues de la fourniture de combustibles à faible IC : C'est le cas où l'approvisionnement mondial en DRPH est supérieur aux prévisions et où, en 2030, la teneur du diesel et du mazout léger en DRPH est plus élevée à 10 % (dans l'estimation centrale, la teneur correspondante est de 6 % en 2030) pendant que la teneur de l'éthanol augmente à 15 % (comparativement à 10 % dans les administrations qui n'ont pas de règlement sur les teneurs minimales en combustibles à faible IC). Le règlement incitera également les fournisseurs de combustibles à faible IC à obtenir plus d'unités de conformité en diminuant l'IC des combustibles qu'ils fournissent. On peut cependant se demander dans quelle mesure les valeurs d'IC sur le cycle de vie diminueraient avec le temps. Selon ce scénario, les valeurs d'IC sur le cycle de vie des combustibles à faible IC passent de 2022 à 2030 de 49 à 41 g d'éq. CO₂/MJ pour l'éthanol, de 26 à 17 pour le biodiesel et de 29 à 24 pour le DRPH. On estime en outre que les unités de conformité en 2030 par la fourniture de combustibles à faible IC passeraient de 11,4 à 17,5 millions. Entre 2022 et 2040, moins d'unités de conformité provenant des contributions au fonds et des technologies émergentes seront requises. Toutes valeurs étant égales, si l'IC des combustibles à faible IC diminue, les réductions différentielles d'émissions de GES par ces combustibles demeureront les mêmes (on trouvera plus de détails à ce sujet plus haut à la section portant sur l'*analyse de cycle de vie et la comptabilité d'inventaire national*). De plus, s'il y a augmentation des unités de conformité issues des combustibles à faible IC, le nombre d'unités de conformité requises diminuerait, parce

scenario where EV and/or natural gas/propane vehicle uptake is higher than anticipated. This could also occur if metered residential EV charging is higher than assumed. In this scenario, 2030 credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies are estimated to increase from 7.1 million to 10.7 million. Fewer emerging technology credits and fewer fund contributions will be needed. There will also be fewer credits from incremental actions (i.e. blending ethanol and HDRD) required over the time frame of analysis, resulting in fewer GHG reductions and costs. Between 2022 and 2040, this will result in a net cost per tonne of about \$127 (lower than the central case).

- (7) The fund is not used: and greater reliance on credits from emerging technologies is required to fulfill the credit requirement. In this scenario, 2030 fund contributions are estimated to decrease from 3.4 million to zero. From 2022 to 2040, more credits from emerging technologies will be required, which will result in greater GHG reductions and costs. This is because the fund is treated as if it is a transfer payment since the specific projects that will receive funds are unknown (i.e. no estimated GHG reductions and costs). Between 2022 and 2040, this will result in a net cost per tonne of about \$169 (higher than the central case).

que ces combustibles remplaceraient l'utilisation des combustibles fossiles. Dans ce scénario, les réductions d'émissions et les coûts diminuent à la fois, mais les réductions diminuent moins que les coûts. De 2022 à 2040, il en résultera un coût net par tonne d'environ 111 \$ (valeur inférieure à celle de l'estimation centrale).

- (5) Moins d'unités de conformité issues de la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe : C'est le cas où les unités de conformité diminuent de 50 % par rapport à l'estimation centrale. Ce scénario pourrait se produire si l'adoption des véhicules électriques ou au gaz naturel/propane est moindre que prévu ou encore si la quantité d'électricité mesurée par les compteurs pour la recharge résidentielle est moindre que prévu. Selon ce scénario, on estime que les unités de conformité en 2030 provenant de la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe passeraient de 7,1 à 3,6 millions. Entre 2022 et 2040, il faudra plus d'unités de conformité des technologies émergentes et de contributions au fonds, d'où une hausse des réductions de GES et des coûts. Il en résultera un coût net par tonne d'environ 172 \$ (valeur supérieure à celle de l'estimation centrale).
- (6) Plus d'unités de conformité issues de la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe : C'est le cas où les unités de conformité sont supérieures de 50 % à ceux de l'estimation centrale. Il pourrait s'agir d'un scénario où l'adoption des véhicules électriques et/ou au gaz naturel/propane est plus grande que prévue. Cela pourrait aussi se produire si la recharge résidentielle sur compteur des VE était supérieure aux prévisions. Selon ce scénario, on estime que les unités de conformité en 2030 provenant de la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe passeraient de 7,1 à 10,7 millions. Moins d'unités de conformité issues de technologies émergentes et de contributions au fonds seront requises. Moins d'unités de conformité devront venir de mesures différentielles (apports en mélange d'éthanol et de DRPH) pendant la période visée par l'analyse, d'où une baisse des réductions de GES et des coûts. Entre 2022 et 2040, il en résultera un coût net par tonne d'environ 127 \$ (valeur inférieure à celle de l'estimation centrale).
- (7) Non-utilisation du fonds : C'est le cas où on doit s'en remettre davantage aux unités de conformité issues des technologies émergentes pour combler le besoin en unités de conformité. Suivant ce scénario, on estime que les contributions au fonds en 2030 passeraient de 3,4 millions à zéro. Entre 2022 et 2040, il faudra plus d'unités de conformité issues des technologies émergentes, d'où une hausse des réductions de GES et des coûts. Le fonds est traité comme un paiement de transfert, puisque les projets bien précis qui seront financés ne sont pas encore connus (il n'y a pas

Price forecasts: The analysis will be sensitive to the assumptions and forecasts for energy prices over the relevant time period. To address this, the analysis has presented high and low scenarios for the price differential between low-carbon fuels and fossil fuels. In the low scenario, price differentials are 50% lower than the central case at 12% for ethanol and gasoline, 8% for biodiesel and diesel, and 11% for HDRD and biodiesel. In the high scenario, price differentials are 50% higher than the central case at 36% for ethanol and gasoline, 25% for biodiesel and diesel, and 28% for HDRD and biodiesel. It is estimated that the Regulations will result in a net cost per tonne of \$136 for the low scenario (lower than the central case) and \$166 for the high scenario (higher than the central case).

Discount rate: TBS recommends a 7% discount rate for cost-benefit analyses in most cases; however, for health and environmental analyses or when a regulation has impacts occurring over a long-time horizon, a lower discount rate (3%) is considered more appropriate. A sensitivity analysis was done to compare the central case (3%) to the higher discount rate (7%). It is estimated that this scenario will result in a net cost per tonne of \$111 (lower than the central case).

de valeurs estimées de réductions et de coûts). De 2022 à 2040, il en résultera un coût net par tonne d'environ 169 \$ (valeur supérieure à celle de l'estimation centrale).

Prévisions de prix : L'analyse sera sensible aux hypothèses et aux prévisions des prix de l'énergie pendant la période visée par l'analyse. C'est pourquoi nous présentons dans cette analyse des scénarios haut et bas pour la différence de prix entre les combustibles fossiles et les combustibles à faible IC. Dans le scénario minimal, la différence est de 50 % inférieure à celle de l'estimation centrale à 12 % pour l'éthanol et l'essence, à 8 % pour le biodiesel et le diesel et à 11 % pour le DRPH et le biodiesel. Dans le scénario maximal, la différence est de 50 % supérieure à celle de l'estimation centrale à 36 % pour l'éthanol et l'essence, à 25 % pour le biodiesel et le diesel et à 28 % pour le DRPH et le biodiesel. Nous estimons que le règlement déterminera un coût net par tonne de 136 \$ pour le scénario minimal (valeur inférieure à celle de l'estimation centrale) et de 166 \$ pour le scénario maximal (valeur supérieure à celle de l'estimation centrale).

Taux d'actualisation : Le SCT recommande un taux d'actualisation de 7 % pour les analyses coûts-avantages dans la plupart des cas. Un taux inférieur (3 %) est considéré être plus approprié lorsqu'il s'agit d'analyses en santé et en environnement ou si un règlement a des incidences à long terme. Une analyse de sensibilité a été effectuée pour comparer l'estimation centrale (3 %) au taux supérieur d'actualisation (7 %). Nous estimons que ce scénario donnera un coût net par tonne de 111 \$ (valeur inférieure à celle de l'estimation centrale).

Table 21: Sensitivity analysis of cost-effectiveness result (2022–2040)

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

Variable(s)	Sensitivity Case	Net Costs (Millions)	GHG Reductions (Mt)	Net Cost per Tonne (\$/tCO ₂ e)
Central case (from Table 20)	N/A	30,771	204	151
Credits from actions along the lifecycle	Fewer	33,171	201	165
	More	26,770	214	125
Credits from supplying low-carbon fuels	Fewer	37,405	201	186
	More	23,471	212	111
Credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies	Fewer	46,010	267	172
	More	19,157	151	127
Fund	Not used	41,815	248	169
Price differential: low-CI fuel versus fossil fuel	Lower	27,678	204	136
	Higher	33,864	204	166
Discount rate	7%	22,603	204	111

Tableau 21 : Analyse de sensibilité des résultats de rentabilité (2022-2040)

Nota : Les valeurs sont annualisées à un taux de 3 % sauf là où un taux de 7 % est employé.

Variable(s)	Cas de sensibilité	Coûts nets (millions)	Réduction des GES (Mt)	Coût net par tonne (\$/t d'éq. CO ₂)
Estimation centrale (tableau 20)	S.O.	30 771	204	151
Unités de conformité issues des mesures le long du cycle de vie	Moins	33 171	201	165
	Plus	26 770	214	125
Unités de conformité issues de la fourniture de combustibles à faibles IC	Moins	37 405	201	186
	Plus	23 471	212	111
Unités de conformité issues de la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe	Moins	46 010	267	172
	Plus	19 157	151	127
Fonds aux fins de conformité	Non-utilisation	41 815	248	169
Différence de prix : combustibles à faible IC et combustibles fossiles	Moins	27 678	204	136
	Plus	33 864	204	166
Taux d'actualisation	7 %	22 603	204	111

The social cost of carbon

The social cost of carbon (SCC) is a monetary measure of the net global damage from climate change that results from an additional metric tonne of carbon dioxide (CO₂) emissions for a given year. For federal regulations that result in changes in CO₂ emissions, the SCC is used to measure the quantifiable costs of emitting, or benefits of reducing, one tonne of CO₂ for a given year.⁷²

To calculate the social benefits from CO₂ emission reductions, the annual tonnes of CO₂ emissions reduced are multiplied by the SCC for each year in question. These monetized benefits are then discounted to present value, using a 3% discount rate, and are summed over the same time frame as the overall analysis. Since 2018, all federal regulatory analysis involving GHG emissions has relied on the SCC values that were published by the Department in 2016.⁷³ These SCC values are derived from three commonly used peer-reviewed integrated assessment models: the Dynamic Integrated Climate-Economy (DICE) model, the Policy Analysis for the Greenhouse Effect (PAGE) model, and the Climate Framework for Uncertainty, Negotiation and Distribution (FUND) model. The central estimate based for the year 2020 is C\$52/tCO₂ (in 2021 dollars).

⁷² Further information can be found in the [Technical Update to Environment and Climate Change Canada's Social Cost of Greenhouse Gas Estimates](#).

⁷³ For further information, see the [Policy on Cost-Benefit Analysis published by the Treasury Board of Canada Secretariat](#).

Le coût social du carbone

Le coût social du carbone (CSC) est une mesure monétaire des dommages mondiaux nets du changement climatique résultant d'une tonne métrique supplémentaire d'émissions de CO₂ pour une année donnée. Pour les règlements fédéraux qui entraînent des changements d'émissions de CO₂, le CSC est utilisé pour mesurer les coûts quantifiables d'émettre ou les avantages de réduire une tonne de CO₂ pour une année donnée.⁷²

Pour calculer les avantages sociaux des réductions des émissions d'éq. CO₂, nous multiplions le nombre annuel de tonnes de ces réductions par le CSC pour chaque année en question. Les valeurs monétaires des avantages sont actualisées à un taux de 3 % et les valeurs sont additionnées sur la période visée par l'analyse. Depuis 2018, toutes les analyses réglementaires fédérales où des émissions de GES entrent en ligne de compte s'appuient sur les valeurs de CSC qui ont été publiées en 2016 par le Ministère⁷³. Ces valeurs de CSC sont dérivées de trois modèles intégrés d'évaluation révisés par des paires qui sont couramment utilisés : le modèle DICE (Dynamic Integrated Climate-Economy), le modèle PAGE d'analyse des politiques pour l'effet de serre (Policy Analysis for the Greenhouse Effect) et le modèle FUND (Climate Framework for Uncertainty, Negotiation and Distribution). L'estimation centrale du CSC du Ministère pour l'année 2020 est de 52 \$/t d'éq. CO₂ (en dollars de 2021).

⁷² Pour obtenir plus de renseignements, veuillez consulter le document [Mise à jour technique des estimations du coût social des gaz à effet de serre réalisées par Environnement et Changement climatique Canada](#) (PDF, disponible en anglais seulement).

⁷³ Pour obtenir plus de renseignements, veuillez consulter le document [Politique sur l'analyse coûts-avantages](#)

There have been no recently published updates to the FUND model, but recent academic literature published by the authors of the DICE model and the PAGE model indicate that the previous iterations of their models that the Department used to develop its 2016 estimate of the SCC are out of date. For example, when using a constant 3% discount rate, the central SCC estimate for the year 2020 from the revised version of the DICE model is US\$105/tCO₂ (C\$136/tCO₂),⁷⁴ which is more than double the value compared to the previous model iteration. This higher estimate is largely due to updates to global population estimates, data revisions to economic activity estimates, and incorporating new research on the carbon cycle.⁷⁵ In addition, revisions to the PAGE model, which include climate science updates, economic updates, and novel developments such as incorporating the impact of non-linear Arctic feedbacks on the global climate system and economy, have also resulted in significant increases to its estimate of the SCC.⁷⁶ The central estimate from the revised PAGE model for the year 2020 is US\$344/tCO₂ (C\$443/tCO₂),⁷⁷ which is more than four times the value compared to the model iteration used to inform the Department's current central estimate.

As a result, the Department concluded in 2020 that the current SCC values used for Canadian regulatory analysis likely underestimate climate change damages to society, and the social benefits of reducing GHG emissions. Moreover, in the Government of Canada's Strengthened Climate Plan, *A Healthy Environment and a Healthy Economy*, the Government of Canada committed to revisiting its SCC estimates in use and ensuring that Canada's methodology aligns with the best international climate science and economic modelling.⁷⁸

Aucune mise à jour n'a été publiée récemment par le modèle FUND, mais des articles universitaires récents publiés par les auteurs des modèles DICE et PAGE indiquent que les itérations précédentes de leurs modèles que le Ministère a utilisées pour déterminer son estimation du CSC de 2016 sont aujourd'hui désuètes. Par exemple, en utilisant un taux d'actualisation constant de 3 %, l'estimation centrale du CSC en 2020 dans la dernière version du modèle DICE est de 105 \$ US/t d'éq. CO₂ (136 \$ CA/t d'éq. CO₂)⁷⁴, plus du double par rapport à l'itération précédente du modèle. Ce changement s'explique en grande partie par la mise à jour des estimations de la population mondiale, la révision des estimations d'activité économique et de l'intégration de nouvelles recherches sur le cycle du carbone⁷⁵. Il y a aussi eu une révision du modèle PAGE qui comprend une mise à jour des données scientifiques sur le climat, une actualisation des données économiques et des nouveautés comme l'intégration de l'incidence de boucles de réaction à effet non linéaire dans l'Arctique sur le système climatique et économique mondial, ce qui a aussi fait augmenter de façon significative son estimation du CSC⁷⁶. L'estimation centrale du CSC en 2020 dans la version révisée du modèle PAGE est de 344 \$US/t d'éq. CO₂ (443 \$ CA/t d'éq. CO₂),⁷⁷ plus de quatre fois par rapport à la valeur de l'itération sur laquelle l'estimation actuelle du Ministère est fondée.

C'est pourquoi les valeurs actuelles de CSC servant aux analyses réglementaires canadiennes sous-estiment sans doute les dommages du dérèglement climatique pour la société et les avantages sociaux des réductions des émissions de GES. De plus, dans le plan climatique renforcé du gouvernement du Canada, un environnement sain et une économie saine, le gouvernement du Canada s'est engagé à mettre à jour les estimations du CSC qui sont utilisées et de s'assurer que la méthodologie du Canada correspond aux meilleures études scientifiques sur les changements climatiques et aux meilleurs modèles économiques à l'échelle mondiale.⁷⁸

⁷⁴ With the exception of the Department's current SCC values, all SCC estimates retrieved from the literature have been first adjusted to 2021 US dollars using the US GDP deflator before being converted to Canadian dollars using the 2021 annual average market exchange rate retrieved from the Departmental Reference Case.

⁷⁵ Nordhaus, W. D. (2017). [Revisiting the social cost of carbon](#). *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 114(7), 1518-1523.

⁷⁶ Yumashev, D., Hope, C., Schaefer, K., Riemann-Campe, K., Iglesias-Suarez, F., Jafarov, E., and Whiteman, G. (2019). [Climate policy implications of nonlinear decline of Arctic land permafrost and other cryosphere elements](#). *Nature communications*, 10(1), 1900.

⁷⁷ Additional information regarding results from the updated PAGE model can be found [in a recorded event hosted by the United Nations Environment Programme Finance Initiative](#).

⁷⁸ [A Healthy Environment and a Healthy Economy](#)

⁷⁴ À l'exception des valeurs actuelles du CSC du Ministère, toutes les estimations du CSC extraites de la documentation ont d'abord été ajustées en dollars américains de 2021 à l'aide du déflateur du PIB américain avant d'être converties en dollars canadiens à l'aide du taux de change annuel moyen du marché de 2021 provenant du scénario de référence du Ministère.

⁷⁵ Nordhaus, W. D. (2017). [Revisiting the social cost of carbon \(disponible en anglais seulement\)](#). *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 114(7), 1518-1523.

⁷⁶ Yumashev, D., Hope, C., Schaefer, K., Riemann-Campe, K., Iglesias-Suarez, F., Jafarov, E., and Whiteman, G. (2019). [Climate policy implications of nonlinear decline of Arctic land permafrost and other cryosphere elements \(disponible en anglais seulement\)](#). *Nature communications*, 10(1), 1900.

⁷⁷ Des renseignements supplémentaires concernant les résultats du modèle PAGE mis à jour sont disponibles dans les enregistrements d'un événement organisé par l'initiative financière du programme des Nations Unies pour l'environnement ([United Nations Environment Programme Finance Initiative](#)) (disponible en anglais seulement).

⁷⁸ [Un environnement sain et une économie saine](#)

As part of that process, the Department has been evaluating the emerging scientific and economic literature as well as key developments related to the SCC internationally and at leading think tanks. For example, Bressler (2021) developed an extension to the DICE model to explicitly include temperature-related mortality impacts by estimating a climate-mortality damage function. The author found that incorporating mortality costs increased the SCC for the year 2020 from US\$45 to US\$312/tCO₂ (C\$58 to C\$401/tCO₂) in the baseline emissions scenario.⁷⁹

Furthermore, since publication of the proposed Regulations in the *Canada Gazette*, Part I, there have been a number of informative SCC-related developments in other jurisdictions, most notably in the United States. This includes the finalized guidance published by the New York State Department of Environmental Conservation, which recommends that State entities use a central SCC estimate of US\$124/tCO₂ (C\$159/tCO₂). The State of New York's estimates relied on the original federal U.S. Interagency Working Group 2016 methodology,⁸⁰ but used a 2% discount rate as the central value instead of 3%.⁸¹

Lastly, the Department continues to monitor research and analysis from leading think tanks such as Resources for the Future. Recent research includes a Resources for the Future working paper by Rennert et al. (2021), which provides illustrative SCC estimates based on a variety of scenarios when key components used to generate the SCC are updated. When using a constant 3% discount rate, the authors found that the SCC for the year 2020 ranged from US\$44 to US\$192/tCO₂ (C\$57 to C\$248/tCO₂) depending on the socioeconomic trajectory employed.⁸²

As updated SCC estimates from the Department are not yet available, an interim approach continues to be used for the analysis of the Regulations where a range of updated SCC estimates from the above literature are considered in

Dans le cadre de ce processus, le Ministère a évalué la littérature scientifique et économique émergente ainsi que les principaux développements liés au CSC à l'échelle internationale et dans les principaux groupes de réflexion. Par exemple, Bressler (2021) a développé une extension du modèle DICE pour inclure explicitement les impacts de la mortalité liés à la température en estimant une fonction de dommages climat-mortalité. L'auteur a constaté que l'intégration des coûts de mortalité augmentait le CSC pour l'année 2020 de 45 \$ US à 312 \$ US/t d'éq. CO₂ (58 \$ CA à 401 \$ CA/t d'éq. CO₂) dans le scénario d'émissions de référence.⁷⁹

De plus, depuis la publication du projet de règlement dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, il y a eu un certain nombre de développements intéressants liés au CSC dans d'autres administrations, notamment aux États-Unis. Cela inclut les directives finales publiées par le département de la conservation de l'environnement de l'État de New York (ou New York State Department of Environmental Conservation en anglais), qui recommandent aux entités de l'état d'utiliser une estimation centrale du CSC de 124 \$ US/t d'éq. CO₂ (159 \$ CA/t d'éq. CO₂). Les estimations de l'état de New York s'appuyaient sur la méthodologie initiale du groupe de travail fédéral américain inter-agences (ou federal U.S. Interagency Working Group, en anglais) de 2016,⁸⁰ mais utilisaient un taux d'actualisation de 2 % comme valeur centrale plutôt que 3%.⁸¹

Enfin, le Ministère continue de surveiller les recherches et les analyses des principaux groupes de réflexion tels que Ressources pour le futur (ou Resources for the Future, en anglais). Les recherches récentes incluent un document de travail Ressources pour le futur de Rennert et d'autres auteurs (2021), qui fournit des estimations illustratives du CSC fondées sur une variété de scénarios lorsque les composants clés utilisés pour générer le CSC sont mis à jour. En utilisant un taux d'actualisation constant de 3 %, les auteurs ont constaté que le CSC pour l'année 2020 variait de 44 \$ US à 192 \$ US/t d'éq. CO₂ (57 \$ CA à 248 \$ CA/t d'éq. CO₂) selon la trajectoire socio-économique employée.⁸²

Étant donné que les estimations révisées du CSC du Ministère ne sont pas encore disponibles, une approche provisoire continue d'être utilisée pour l'analyse du règlement dans laquelle la plage des estimations plus récentes

⁷⁹ Bressler, R. D. (2021). *The mortality cost of carbon*. *Nature communications*, 12(1), 1-12.

⁸⁰ Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866.

⁸¹ New York State Department of Environmental Conservation. (2021). *Establishing a Value of Carbon Guidelines for Use by State Agencies*.

⁸² Rennert, K., Prest, B. C., Pizer, W. A., Newell, R. G., Anthoff, D., Kingdon, C., ... & Errickson, F. (2021). *The Social Cost of Carbon: Advances in Long-Term Probabilistic Projections of Population, GDP, Emissions, and Discount Rates*. *Brookings Papers on Economic Activity*.

⁷⁹ Bressler, R. D. (2021). *The mortality cost of carbon (Le coût de mortalité du carbone, disponible en anglais seulement)*. *Nature communications*, 12(1), 1-12.

⁸⁰ Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866 (disponible en anglais seulement).

⁸¹ New York State Department of Environmental Conservation. (2021). *Establishing a Value of Carbon Guidelines for Use by State Agencies (disponible en anglais seulement)*.

⁸² Rennert, K., Prest, B. C., Pizer, W. A., Newell, R. G., Anthoff, D., Kingdon, C., ... & Errickson, F. (2021). *The Social Cost of Carbon: Advances in Long-Term Probabilistic Projections of Population, GDP, Emissions, and Discount Rates (disponible en anglais seulement)*. *Brookings Papers on Economic Activity*.

addition to the Department's current SCC value. This is done to illustrate a range of plausible values once the Department updates its SCC estimate.

Break-even analysis

As there is inherent uncertainty concerning the estimates of avoided climate change damages, an integral part of this interim approach is to conduct a break-even analysis (BEA) to establish a range of benefits needed to offset the monetized costs of the Regulations. This approach is simple and transparent, offers a risk tolerance perspective, and provides continuity between previous and future climate change analyses.

BEA is a technique used to assess how valuable a non-monetized effect will have to be in order to meet or exceed net costs. It is most effective when analysts are particularly uncertain about one key parameter – in this case, the dollar value of social benefits from CO₂ emission reductions. In climate change policy, BEA involves determining the minimum carbon value that will allow a given regulation to break even (i.e. to ensure benefits at least equal costs). Consistent with methodologies used by other jurisdictions, to validate the break-even value, it should fall within a plausible range of similar values.⁸³

For the Regulations, the break-even value was determined by calculating the net societal cost per tonne of GHG emission reductions. As illustrated in Figure 6 below, the net societal cost per tonne is estimated to range between \$111 and \$186/tCO₂, with a central estimate of \$151/tCO₂. These values were retrieved from the sensitivity analysis shown in Table 21 with the lower bound and upper bound values reflecting more credits and fewer credits being supplied from low-carbon fuels, respectively. To validate the break-even value, the net societal cost per tonne of the Regulations was compared to a plausible range of estimates found in the existing and emerging literature. This was done to illustrate what an updated SCC estimate might be, once the Department completes its review of the SCC. As illustrated in Figure 6 below, this includes the Department's current central SCC value of \$52/tCO₂ at the lower end of the range and an SCC value of \$443/tCO₂ from the updated PAGE model at the upper end of the range.

⁸³ Further information on the use of break-even analysis in other jurisdictions can be found in [Guidelines for Preparing Economic Analysis](#) published by the U.S. Environmental Protection Agency.

du CSC tirées de la littérature mentionnée ci-dessus sont prises en compte en plus de la valeur actuelle du CSC du Ministère. Cette approche est utilisée pour illustrer la page plausible de valeurs une fois que le Ministère aura mis à jour son estimation du CSC.

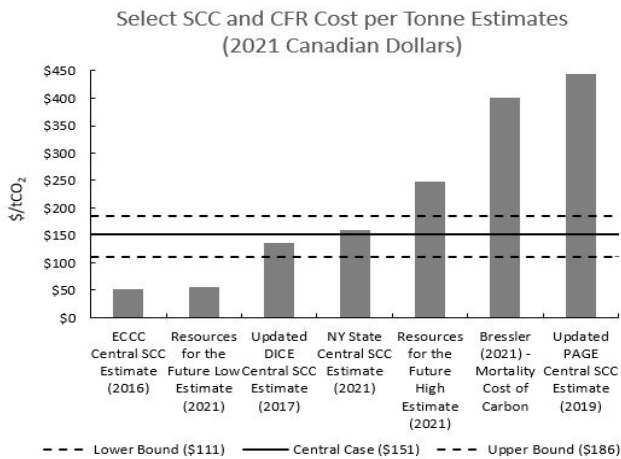
Analyse de seuil de rentabilité

Vu l'incertitude associée aux dommages évités des changements climatiques, une analyse de seuil de rentabilité a été effectuée durant cette période intérimaire pour établir la plage des avantages qui seraient nécessaires pour compenser les coûts monétaires du règlement. Cette approche est simple et transparente, adopte une optique de tolérance des risques et maintient le lien entre les analyses passées et futures sur les changements climatiques.

L'analyse de seuil de rentabilité est une technique utilisée pour évaluer quelle doit être la valeur d'un effet non monétaire pour qu'il soit égal ou supérieur aux coûts nets. Elle est très efficace lorsque les analystes ne sont pas certains d'un paramètre clé comme celui de la valeur monétaire des avantages pour la société de la réduction des émissions de GES. En ce qui concerne les politiques relatives aux changements climatiques, l'analyse de seuil de rentabilité consiste à établir la valeur minimale du carbone pour laquelle un règlement atteindrait le seuil de rentabilité pour veiller à ce que les avantages soient au moins égaux aux coûts. Conformément aux méthodologies utilisées par d'autres administrations, afin de valider le seuil de rentabilité, la valeur doit se situer dans une plage plausible de valeurs semblables⁸³.

Pour le règlement, la valeur pour atteindre le seuil de rentabilité a été déterminée en estimant le coût net par tonne de réduction d'émissions de GES. Comme illustré à la figure 6, le coût net par tonne du règlement pour la société varie de 111 \$ à 186 \$/t d'éq. CO₂, avec une estimation centrale de 151 \$/t d'éq. CO₂. Ces valeurs ont été obtenues à l'aide de l'analyse de sensibilité présentée dans le tableau 21, les valeurs de la limite inférieure et de la limite supérieure reflètent respectivement plus d'unités de conformité et moins d'unités de conformité provenant des combustibles à faible IC. Pour valider la valeur du seuil de rentabilité, le coût net par tonne du règlement pour la société a été comparé à une plage plausible d'estimations trouvées dans la littérature existante et émergente. Cette approche a été utilisée pour illustrer ce que pourrait être une estimation mise à jour du CSC, une fois que le Ministère aura terminé son examen du CSC. Comme l'illustre la figure 6 ci-dessous, cette plage comprend la valeur de l'estimation centrale actuelle du CSC du Ministère de 52 \$/t d'éq. CO₂ à l'extrémité inférieure de la plage et une valeur de CSC de 443 \$/t d'éq. CO₂ du modèle PAGE mis à jour à l'extrémité supérieure de la plage.

⁸³ Des renseignements supplémentaires concernant l'utilisation de l'analyse du seuil de rentabilité sont disponibles dans le document suivant : [Guidelines for Preparing Economic Analysis \(PDF\)](#) publié par la U.S. Environmental Protection Agency.

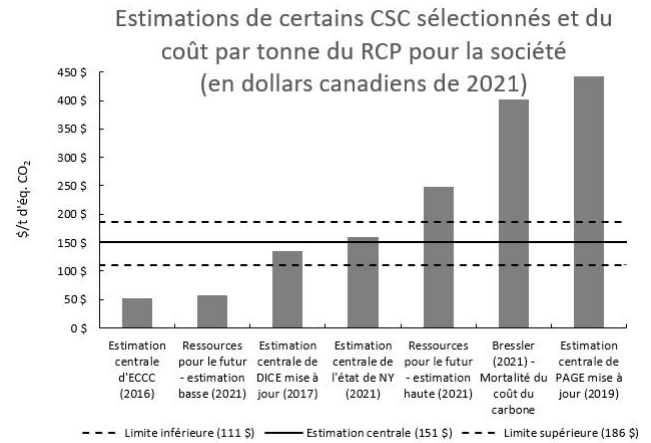
Figure 6: Break-Even Plausibility

Given the range of plausible estimates for the SCC, the BEA suggests that with the updated SCC estimates, it is plausible that the Regulations will yield a net benefit result.

Monte Carlo analysis

To further evaluate the impact of the Regulations, the Department calculated an estimate of the probability that the Regulations will break even. This type of analysis, known as Monte Carlo analysis, was conducted by specifying probability distributions for the net cost per tonne of the Regulations as well as the SCC. For the net societal cost per tonne of the Regulations, a triangular distribution was assumed, with \$111 and \$186/tCO₂ reflecting the lower and upper bounds, and \$151/tCO₂ reflecting the peak of the triangle. For the SCC, a uniform distribution was assumed, and the Department's central SCC value of \$52/tCO₂ was used as a lower bound estimate while the SCC value of \$443/tCO₂ was used as an upper bound estimate. Based on the feedback received from the expert peer review that was solicited during the *Canada Gazette*, Part I, comment period, it was communicated that the SCC estimates illustrated above accurately reflect the range of plausible values found in the scientific literature. Given this, for the purpose of this analysis it was assumed that any value between \$52 and \$443/tCO₂ is equally likely to occur.

Overall, the Monte Carlo simulation involving 10,000 pairs of values of social benefits and costs yielded a 75% probability that the Regulations will break even. Put differently, 75% of the time the Monte Carlo simulation yielded a net benefit result instead of a net cost result. Based on this analysis, the Department concludes that it is plausible that the Regulations would yield net benefits when using a forthcoming updated Departmental value for the SCC.

Figure 6: Plage plausible de la valeur du seuil de rentabilité

Considérant la plage de valeurs plausibles pour le CSC, l'analyse du seuil de rentabilité suggère qu'avec une estimation mise à jour du CSC, il est plausible que le règlement ait pour résultats des avantages nets.

Analyse Monte-Carlo

Pour mieux évaluer l'incidence du règlement, le Ministère a calculé une estimation de la probabilité que le règlement atteigne le seuil de rentabilité. Ce type d'analyse, connu sous le nom d'analyse de Monte-Carlo, a été effectué en spécifiant des distributions de probabilité pour le coût net par tonne du règlement pour la société ainsi que le CSC. Pour le coût net par tonne du règlement pour la société, on fait l'hypothèse que la distribution est triangulaire, avec 111 \$ et 186 \$/t d'éq. CO₂ reflétant les limites inférieures et supérieures, et 151 \$/t d'éq. CO₂ reflétant le sommet du triangle. Pour le CSC, on fait l'hypothèse que la distribution est uniforme, et l'estimation centrale du CSC du Ministère de 52 \$/t d'éq. CO₂ a été utilisée comme estimation de la limite inférieure, tandis que la valeur du CSC de 443 \$/t d'éq. CO₂ a été utilisée comme estimation de la limite supérieure. Sur la base des commentaires reçus par des experts qui ont été sollicités pendant la période de commentaires de la Partie I de la *Gazette du Canada* pour faire un examen par les pairs, il a été communiqué que les estimations du CSC illustrées ci-dessus reflètent fidèlement la plage plausible de valeurs trouvées dans la littérature scientifique. Compte tenu de ces commentaires, et aux fins de cette analyse, on fait l'hypothèse que toute valeur entre 52 \$ et 443 \$/t d'éq. CO₂ est également susceptible de se produire.

Dans l'ensemble, la simulation Monte-Carlo impliquant 10 000 paires de valeurs d'avantages et de coûts sociaux, a fourni comme résultat une probabilité de 75 % que le règlement atteigne le seuil de rentabilité. En d'autres termes, 75 % du temps, la simulation Monte-Carlo a fourni comme résultat des avantages nets plutôt que des coûts nets. Sur la base de cette analyse, le Ministère conclut qu'il est plausible que le règlement génère des avantages nets.

Distributional analysis of regulatory impacts

The Regulations will increase production costs for primary suppliers, which will increase prices for households and industrial users. Conversely, credit creation will also generate revenue for low-carbon energy suppliers, which will make low-carbon fuels and energy sources (e.g. electricity, renewable diesel) relatively less expensive in comparison. This will lead to decreased end-use demand for fossil fuels and increased end-use demand for lower carbon energy sources. To evaluate the impact of price effects that the Regulations could be expected to have on Canadian economic activity and GHG emissions, a macroeconomic analysis (or dynamic analysis) was completed using EC-PRO, the Department's computable general equilibrium (CGE) model, and is presented as part of the distributional analysis of regulatory impacts.

Between 2022 and 2040, the cumulative domestic GHG emission reductions attributable to the proposed Regulations are estimated to be approximately 204 Mt CO₂e (about 18.0 Mt in 2030) at a net societal cost of about \$30.8 billion. This analysis presents the benefits and costs to Canadian society as whole. The Regulations are also expected to increase fuel prices, so a fuel price analysis was conducted and is presented below. In addition, the direct impacts of the Regulations and effects from relative changes in energy prices are not uniformly distributed across society so the analysis has considered a range of distributional impacts, including the overall GDP and GHG impact, impacts on provinces and territories, impacts on sectors, as well as household and gender-based analysis plus (GBA+) impacts. Furthermore, distributional impacts are presented using 2030 as a representative year given that 2030 is the year in which the Regulations will reach full stringency.

Fuel price analysis

The Regulations are expected to increase production costs for primary suppliers, which will increase gasoline and diesel prices for households and freight transportation since they are the main consumers of these liquid fuels. Table 22 presents the share of liquid energy demand by broad sector category projected in 2030. The majority of gasoline demand is consumed by households and the majority of diesel demand is consumed by freight transportation and industry.

une fois que les estimations du CSC du Ministère seront mises à jour.

Analyse de répartition des répercussions du règlement

Le règlement fera augmenter les coûts de production pour les fournisseurs principaux, entraînant une hausse des prix pour les ménages et les utilisateurs industriels. D'un autre côté, la création d'unités de conformité générera des revenus pour les fournisseurs d'énergie à faible IC, ce qui rendrait ces sources d'énergie à faible IC (par exemple, l'électricité, le diesel renouvelable) relativement moins coûteuses en comparaison. Cela entraînera une diminution de la demande pour les combustibles fossiles et une augmentation de la demande pour des sources d'énergie à faible IC. Pour évaluer l'incidence de ces effets de prix que le règlement pourrait avoir sur l'activité économique et les émissions de GES au Canada, une analyse macroéconomique (ou à une analyse dynamique) a été effectuée à l'aide d'EC-PRO, qui est le modèle d'équilibre général calculable (EGC) du Ministère. Cette analyse est présentée dans le cadre de l'analyse de répartition des répercussions du règlement.

Pour la période allant de 2022 à 2040, les réductions totales des émissions de GES au Canada attribuables au règlement sont estimées à environ 204 Mt d'éq. CO₂ (environ 18,0 Mt en 2030), à un coût net pour la société d'environ 30,8 milliards de dollars. La présente analyse expose les avantages et les coûts pour l'ensemble de la société canadienne. Le règlement devrait également faire augmenter le prix des combustibles, de sorte qu'une analyse du prix des combustibles, présentée ci-dessous, a été effectuée. De plus, les répercussions directes du règlement et les effets des variations relatives des prix de l'énergie ne sont pas ressentis uniformément dans l'ensemble de la société. Par conséquent, l'analyse a tenu compte de la répartition d'un éventail de répercussions, y compris les répercussions sur le PIB du Canada et les émissions de GES, les répercussions sur les provinces et les territoires, les répercussions sur les secteurs, ainsi que les répercussions sur les ménages et l'analyse comparative entre les sexes plus (ACS+). En outre, la répartition de ces répercussions est présentée avec 2030 comme année représentative, année où les exigences du règlement sont les plus élevées.

Analyse du prix des combustibles

On s'attend à ce que le règlement fasse augmenter les coûts de production des fournisseurs principaux, ce qui fera augmenter le prix de l'essence et du diesel pour les ménages et le transport de marchandises puisque ce sont les principaux consommateurs de ces combustibles liquides. Le tableau 22 présente la répartition prévue en 2030 de la demande en énergie provenant des combustibles liquides par grand secteur. La majeure partie de la demande en essence est consommée par les ménages et la majeure partie de la demande en diesel est consommée par le transport de marchandises et l'industrie.

Table 22: Share of liquid energy (gasoline and diesel) demand by sector category in 2030

Sector category	Share of liquid energy demand (%)
Households	41
Freight transportation	40
Industry	11
Commercial	8
Electric utility generation	<1

Price impacts in the earlier years of the Regulations are expected to be minimal given the initial stringency in 2023 (at 3.5 gCO₂e/MJ CI reduction) that will be met with credits created from actions expected to occur in the baseline scenario (such as credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies and existing blending requirements), which will be banked in the initial years. As the stringency increases gradually over time to a 14 gCO₂e/MJ CI reduction in 2030, incremental price impacts will likely increase year by year as firms begin to invest in incremental credit creating projects.

Three scenarios of potential incremental price impacts in 2030 on gasoline and diesel are presented in Table 23, assuming that demand for energy remains constant (a partial-equilibrium analysis). There is no incremental cost to LFO and HFO as the fuel pools are no longer required to fulfil a CI requirement. However, blending in the fuel pools are expected in the central case, with the associated costs assumed to be absorbed in the gasoline and diesel fuel price impacts. One scenario represents a low-likelihood situation in which all credits are self-created and used by primary suppliers to meet their CI reduction requirement, and therefore credits will not go to the credit market for sale. To estimate this, the average cost to create a credit was used and is estimated at about \$150 per credit in 2030. The average cost to create a credit was estimated by taking the credit creation cost for each pathway in 2030 and then multiplying that by the number of credits created for each pathway. Another scenario represents a low-likelihood situation in which all credits are created by voluntary parties and are sold into the credit market at market value. To estimate this, the marginal cost to create a credit was used and is estimated at \$343 per credit in 2030.

Tableau 22 : Répartition de la demande en énergie liquide (essence et diesel) par secteur en 2030

Secteur	Part de la demande en énergie – combustibles liquides (%)
Ménages	41
Transport de marchandises	40
Industrie	11
Secteur commercial	8
Service d'électricité – production	< 1

Les répercussions sur les prix au cours des premières années d'application du règlement devraient être minimales, compte tenu de l'exigence de départ moins stricte imposée en 2023 (3,5 g éq. CO₂/MJ) qui sera satisfaite par des unités de conformité obtenues à la suite des mesures prévues dans le scénario de référence (par exemple les unités de conformité de la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe et les exigences existantes sur la teneur minimale en carburants renouvelables), unités de conformité qui seront accumulées et conservées au cours des premières années. Au fil de l'augmentation graduelle des exigences de réduction de l'IC jusqu'à 14 g éq. CO₂/MJ en 2030, les répercussions supplémentaires sur les prix augmenteront probablement d'année en année, à mesure que les entreprises commenceront à investir dans des projets créateurs d'unités de conformité supplémentaires.

Le tableau 23 présente en trois scénarios les répercussions différentielles possibles sur les prix de l'essence et du diesel en 2030, dans l'hypothèse d'une demande en énergie constante (une analyse d'équilibre partiel). Il n'y a pas de coût différentiel pour le mazout léger et le mazout lourd puisque ces stocks de combustibles ne sont plus assujettis à l'exigence de réduction de l'IC. Par contre, l'estimation centrale prévoit que des combustibles à faible IC seront mélangés au mazout et que les coûts associés seront compris dans les répercussions sur les prix de l'essence et du diesel. Un des scénarios représente une situation de faible probabilité dans laquelle toutes les unités de conformité seraient créées et utilisées par les fournisseurs principaux pour satisfaire à leur exigence de réduction de l'IC et, par conséquent, ne seraient pas vendues sur le marché des unités de conformité. Cette estimation a été établie à partir d'un coût moyen de création d'unité de conformité fixé à environ 150 \$ par unité en 2030. Le coût moyen a été estimé sur la base du coût de création d'une unité de conformité associé à chaque filière en 2030, multiplié par le nombre d'unités de conformité créées par chaque filière. Un autre scénario représente une autre situation de faible probabilité dans laquelle toutes les unités de conformité seraient créées par des parties volontaires et seraient vendues sur le marché des unités de conformité à la valeur du marché. Cette estimation a été établie à partir du coût marginal de création d'une unité de conformité, évalué à 343 \$ par unité en 2030.

These scenarios represent lower and upper bound estimates of the cost per credit (none or all of the credits are sold on the market). A more likely situation will be where some credits are sold in the credit market at market value and some are created and used by primary suppliers to meet their own annual reduction requirement. For example, it is expected that most credits from actions along the lifecycle will be self-created by primary suppliers and will not be sold on the credit market at market value, while most credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies will be created by voluntary parties and will go to market at market value. Credits from supplying low-carbon fuels are expected to be created via a combination of both voluntary parties and primary suppliers. These credits may not go to market if there is a contract in place between the voluntary parties producing low-carbon fuels and the primary suppliers.

With this in mind, a couple of simple scenarios are considered to establish a narrower range of estimates for the likely cost per credit. This suggests that the average cost will be within this range and a value of \$250 is used to determine a central estimate of likely fuel cost increases attributable to the Regulations.

Table 23: Estimated range in incremental fuel price impacts in 2030 (cents per litre)

Note: this analysis does not account for increased low-carbon fuel use in the fuel pools.

Fuel pool	No credits go to market (All credits are self-created)	Some credits go to market (Some credits are self-created)	All credits go to market (No credits are self-created)
Gasoline pool	6	10	13
Diesel pool	7	12	16

The degree to which production cost increases results in price increases to consumers depends on several market

Ces scénarios représentent les limites inférieures et supérieures de l'estimation des coûts moyens de création d'unités de conformité (les unités de conformité seraient entièrement ou aucunement vendues sur le marché). Une situation plus probable serait celle où les unités de conformité seraient en partie vendues sur le marché des unités de conformité à la valeur du marché et en partie créées et utilisées par les fournisseurs principaux pour satisfaire à leur exigence de réduction de l'IC. Par exemple, il est attendu que la plupart des unités de conformité découlant des mesures prises tout au long du cycle de vie seront créées par les fournisseurs principaux et ne seront pas vendues sur le marché, tandis que la plupart des unités de conformité pour la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe seront créées par des parties volontaires et mises sur le marché des unités de conformité à la valeur du marché. On s'attend à ce que les unités de conformité provenant de la fourniture de combustibles à faible IC soient créées en partie par des parties volontaires et en partie par des fournisseurs principaux. Ces unités de conformité pourraient ne pas être vendues sur le marché s'il existe un contrat entre les parties volontaires qui produisent des combustibles à faible IC et les fournisseurs principaux.

Dans cette optique, certains scénarios simples ont été envisagés pour établir une fourchette plus étroite d'estimations probables du coût par unité de conformité. Ces scénarios indiquent que le coût moyen se situera dans cette fourchette et une valeur de 250 \$ est utilisée pour établir une estimation centrale de l'augmentation probable des coûts des combustibles attribuables au règlement.

Tableau 23 : Fourchette estimative des répercussions différentielles sur le prix des combustibles en 2030 (cents par litre)

Remarque : Cette analyse ne tient pas compte de l'augmentation de l'utilisation de combustibles à faible IC dans les stocks de combustibles.

Stock de combustibles	Aucune unité de conformité vendue sur le marché (Toutes les unités de conformité sont créées par les fournisseurs principaux)	Unités de conformité en partie vendues sur le marché (Certaines unités de conformité sont créées par les fournisseurs principaux)	Toutes les unités de conformité vendues sur le marché (Aucune unité de conformité n'est créée par les fournisseurs principaux)
Stock d'essence	6	10	13
Stock de diesel	7	12	16

La mesure dans laquelle l'augmentation des coûts de production entraînerait une augmentation des prix à la

factors, including distribution constraints, market share competition, refinery capacity and production, and fuel demand. Of the various factors contributing towards the fuel prices, the crude oil price has the highest variability. The Energy Information Administration estimates the single largest influence behind changing gasoline prices is the crude oil market, which is subject to speculation, price shocks, supply disruptions, and general uncertainty.⁸⁴ For example, average gasoline prices in Canada from 2010 to 2019 have ranged from approximately 90 to 140 cents a litre.⁸⁵ Gasoline prices experience volatility often related to fluctuations in the crude oil market, but gasoline is subject to its own supply and demand pressures. Cyclical trends such as seasonal changes in refining costs, production adjustments, and changes in demand contribute to gasoline price movements over a typical year.⁸⁶ Therefore, while the Regulations may increase fuel prices, their anticipated impact on fuel prices is within the range of regular fuel price fluctuations.

EC-PRO modelling

A macroeconomic analysis of impacts on GDP and GHG emissions, impacts on provinces and territories, and impacts on sectors was modelled using EC-PRO, the Department's computable general equilibrium (CGE) model of climate change policies. EC-PRO captures differences between provinces and territories and forecasts national impacts. EC-PRO simulates the response to the Regulations in Canada's main economic sectors in each jurisdiction, and models the interactions between sectors, including interprovincial trade. It captures characteristics of provincial production and consumption patterns through a detailed supply-use table and links provinces and territories by means of bilateral trade. Each province and territory is explicitly represented as a region. The rest of the world is represented as import and export flows to Canadian provinces and territories, which are assumed to be price takers in international markets. The model incorporates information on energy use and combustion emissions from the Departmental Reference Case.

consommation dépend de plusieurs facteurs du marché, notamment les contraintes de distribution, la concurrence sur le marché, la capacité et la production des raffineries et la demande de combustibles. Parmi les divers facteurs qui influent sur les prix des combustibles, celui du pétrole brut présente la plus forte variabilité. La Energy Information Administration estime que le marché du pétrole brut, qui est sujet à la spéculation, aux chocs pétroliers, aux perturbations de l'offre et à l'incertitude générale, est le facteur qui influence le plus l'évolution des prix de l'essence⁸⁴. Par exemple, le prix moyen approximatif de l'essence au Canada de 2010 à 2019 a varié entre 90 et 140 cents le litre⁸⁵. Les prix de l'essence connaissent une volatilité souvent liée aux fluctuations du marché du pétrole brut, mais l'essence est soumise à ses propres pressions de l'offre et de la demande. Au cours d'une année typique, les tendances cycliques, comme les variations saisonnières des coûts de raffinage, les ajustements de la production et l'évolution de la demande, contribuent aux fluctuations des prix de l'essence⁸⁶. Par conséquent, même si le règlement faisait augmenter le prix des combustibles, ces répercussions prévues sur le prix des combustibles se situeraient dans la fourchette des fluctuations régulières de ces prix.

Modèle EC-PRO

Une analyse macroéconomique des répercussions sur le PIB et les émissions de GES, des répercussions sur les provinces et les territoires et des répercussions sur les secteurs a été modélisée à l'aide de EC-PRO, le modèle d'équilibre général calculable (EGC) des politiques sur les changements climatiques du Ministère. EC-PRO saisit les différences entre les provinces et les territoires et prévoit les répercussions nationales. EC-PRO simule la réaction au règlement des principaux secteurs économiques du Canada dans chacune des administrations et modélise les interactions entre les secteurs, y compris le commerce interprovincial. Le modèle saisit les caractéristiques de la production et des habitudes de consommation provinciales au moyen d'un tableau offre-consommation détaillé et relie les provinces par le biais du commerce bilatéral. Chaque province et territoire est explicitement représenté en tant que région. Le reste du monde est représenté par des flux d'importations et d'exportations vers les provinces et les territoires canadiens, qui sont présumés être des preneurs de prix sur les marchés internationaux. Le modèle incorpore les données sur la consommation d'énergie et les émissions issues de la combustion provenant du scénario de référence du Ministère.

⁸⁴ U.S. Bureau of Labor Statistics: [Gasoline price: cyclical trend and market developments](#).

⁸⁵ National monthly averages obtained from Kent Group – [Monthly average retail prices for regular gasoline](#).

⁸⁶ U.S. Bureau of Labor Statistics: [Gasoline price: cyclical trend and market developments](#).

⁸⁴ U.S. Bureau of Labor Statistics : [Gasoline price: cyclical trend and market developments \(disponible en anglais seulement\)](#).

⁸⁵ Moyennes nationales mensuelles obtenues de Kent Group – [Monthly average retail prices for regular gasoline \(prix de détail moyens mensuels de l'essence ordinaire\) \(disponible en anglais seulement\)](#).

⁸⁶ U.S. Bureau of Labor Statistics : [Gasoline price: cyclical trend and market developments \(disponible en anglais seulement\)](#).

Impacts on GDP and GHG emissions

The Regulations will increase production costs for primary suppliers. Subject to the market considerations outlined above, it is likely that at least some of these costs will be passed on in the form of increased prices for liquid fuel consumers (i.e. households and industrial users). Credit creation will also generate revenue for low-carbon energy suppliers, which will make low-carbon fuels and energy sources (e.g. electricity, renewable diesel) relatively less expensive in comparison. On balance, these price effects are expected to lead to decreased end-use demand for fossil fuels and increased end-use demand for lower-carbon fuels and energy sources. To evaluate the direct impact of the Regulations as well as the effect of relative price changes on Canadian economic activity and GHG emissions, a macroeconomic analysis was completed using the EC-PRO model. As EC-PRO is a general equilibrium model, it captures direct and indirect impacts to all components of GDP. Modelling suggests that the Regulations will lead to a decrease in overall GDP of up to \$9.0 billion (or up to 0.3% of total GDP) and GHG emission reductions of up to 26.6 Mt in 2030, assuming that all credits are sold in the credit market and are sold at the marginal cost per credit, and the fund is only partially accessed.

The Regulations will work in combination with other federal, provincial, and territorial climate change policies to create an incentive for firms to invest in innovative technologies and fuels by setting long-term, predictable and stringent targets. The broad range of compliance strategies allowed under the Regulations will also allow fossil fuel suppliers the flexibility to choose the lowest-cost compliance actions available. If the Regulations induce more long-term innovation and economies of scale than currently estimated, then the Regulations could result in lower costs and greater reductions, particularly over a longer time frame.

GDP impacts by province and territory

The costs associated with the Regulations will vary by region. Table 24 shows the breakdown of estimated GDP impacts due to the Regulations across Canada using EC-Pro.

Répercussions sur le PIB et les émissions de GES

Le règlement fera augmenter les coûts de production des fournisseurs principaux. Sous réserve des considérations de marché présentées précédemment, il est probable qu'au moins une partie de ces coûts sera répercutée sur les consommateurs de combustibles liquides (c'est-à-dire les ménages et les utilisateurs industriels), sous forme d'une hausse de prix. D'un autre côté, la création d'unités de conformité générera des revenus pour les fournisseurs d'énergie à faible IC, ce qui rendra les combustibles et les sources d'énergie à faible IC (par exemple l'électricité et le diesel renouvelable) relativement moins coûteuses en comparaison. Dans l'ensemble, ces répercussions sur les prix devraient entraîner une diminution de la demande pour les combustibles fossiles et une augmentation de la demande pour des combustibles et des sources d'énergie à faible IC. Afin d'évaluer l'incidence directe du règlement ainsi que l'effet des variations relatives des prix sur l'activité économique canadienne et les émissions de GES, une analyse macroéconomique a été effectuée à l'aide du modèle EC-PRO. Comme EC-PRO est un modèle d'équilibre général, il saisit les répercussions directes et indirectes sur toutes les composantes du PIB. Le modèle indique le règlement entraînera une diminution du PIB du Canada d'au plus 9,0 milliards de dollars (ou d'au plus 0,3 % du PIB du Canada) et des réductions d'émissions de GES d'au plus 26,6 Mt en 2030, en supposant que toutes les unités de conformité soient mises sur le marché et vendues au coût marginal par unité de conformité, et que le fonds n'est que partiellement utilisé.

Le règlement fonctionnera en conjonction avec d'autres politiques fédérales, provinciales et territoriales sur les changements climatiques pour inciter les entreprises à investir dans des technologies et des combustibles novateurs en établissant des cibles de réduction à long terme, prévisibles et rigoureuses. Le large éventail de stratégies de conformité autorisées en vertu du règlement donnera également aux fournisseurs de combustibles fossiles la flexibilité de choisir les mesures de conformité les moins coûteuses disponibles. Si le règlement entraîne plus d'innovation à long terme et d'économies d'échelle que ce qui prévu dans l'estimation présentée dans cette analyse, le règlement pourrait entraîner des réductions plus importantes et une baisse des coûts, en particulier sur une période plus longue.

Répercussions sur le PIB par province et territoire

Les coûts engendrés par le règlement varieront selon la région. Le tableau 24 présente la répartition des répercussions estimées au moyen d'EC-PRO que le règlement aurait sur le PIB à travers le Canada. Dans l'ensemble, le règlement aurait des répercussions négatives sur le PIB de la plupart des administrations.

Table 24: Distribution of estimated GDP impacts across regions in 2030

Province/territory	Millions of dollars	Percentage change (%)
British Columbia	(340)	<(0.1)
Alberta	(1,772)	(0.4)
Saskatchewan	(987)	(0.9)
Manitoba	(350)	(0.4)
Ontario	(2,855)	(0.3)
Quebec	(1,706)	(0.3)
New Brunswick	(255)	(0.6)
Nova Scotia	(378)	(0.7)
Prince Edward Island	(54)	(0.6)
Newfoundland and Labrador	(370)	(1.0)
Yukon	43	0.9
Northwest Territories	28	0.8
Nunavut	37	0.7

It is estimated that the Regulations will have a negligible GDP impact on British Columbia due to revenues generated from baseline blending credits attributed to the existing *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* and baseline credits from supplying fuel or energy to advanced vehicle technologies in the province. Alberta and Saskatchewan are also estimated to have GDP impacts since upstream oil sectors are largely located in these provinces requiring the credit obligations. These impacts are higher than in the modelling analysis presented in *Canada Gazette*, Part I. Two factors contribute towards this increase. Firstly, the higher CI stringency results in a larger reduction requirement on primary suppliers. Secondly, design and modelling changes are narrower in scope with regard to representative pathways included in the central case. While some projects that conserve hydrocarbon gases are eligible under the generic quantification method, this pathway is no longer included in the central case. It is expected that there are more CCS abatement possibilities in Alberta compared to Saskatchewan. Saskatchewan has relatively more emissions in light oil mining or heavy oil mining, where there is a lack of CCS modelling cost information. GDP impacts may be smaller in Saskatchewan should there be an uptake in CCS or other GHG emission reduction projects in the province.

Tableau 24 : Répartition régionale des répercussions estimées sur le PIB en 2030

Province/territoire	Millions de dollars	Variation en pourcentage (%)
Colombie-Britannique	(340)	< (0,1)
Alberta	(1 772)	(0,4)
Saskatchewan	(987)	(0,9)
Manitoba	(350)	(0,4)
Ontario	(2 855)	(0,3)
Québec	(1 706)	(0,3)
Nouveau-Brunswick	(255)	(0,6)
Nouvelle-Écosse	(378)	(0,7)
Île-du-Prince-Édouard	(54)	(0,6)
Terre-Neuve-et-Labrador	(370)	(1,0)
Yukon	43	0,9
Territoires du Nord-Ouest	28	0,8
Nunavut	37	0,7

Il est estimé que le règlement aura une incidence négligeable sur le PIB de la Colombie-Britannique en raison des revenus générés à partir des unités de conformité prévues dans le scénario de référence provenant des combustibles à faible IC attribuées au règlement provincial existant *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* et des unités de conformité pour la fourniture de combustibles ou d'énergie pour les véhicules à technologie de pointe dans cette province également prévues dans le scénario de référence. Il est également estimé qu'il y aura des répercussions sur le PIB de l'Alberta et de la Saskatchewan puisque les secteurs pétroliers en amont sont en grande partie situés dans ces provinces nécessitant les obligations d'unités de conformité. Ces répercussions sont plus élevées que dans l'analyse et la modélisation présentées dans la Partie I de la *Gazette du Canada*. Deux facteurs contribuent à cette augmentation. Premièrement, les fournisseurs principaux ont plus d'exigences de réductions étant donné l'augmentation des exigences de réduction de l'IC. Deuxièmement, les changements de conception et de modélisation ont une portée plus étroite en ce qui concerne les voies représentatives incluses dans l'estimation centrale. Alors que certains projets de conservation des gaz d'hydrocarbures sont admissibles en vertu de la méthode de quantification générique, cette voie n'est plus incluse dans l'estimation centrale. On prévoit qu'il y ait plus de possibilités de réduction des émissions par le captage et le stockage du carbone en Alberta par rapport à la Saskatchewan. La Saskatchewan a relativement plus d'émissions associées à l'extraction de pétrole léger et de pétrole lourd, où il y a un manque d'informations sur les coûts de modélisation du captage et du stockage du carbone. Les impacts sur le PIB pourraient être moindres en Saskatchewan s'il y avait l'adoption du captage et du

Ontario and Quebec will have the largest absolute decrease in GDP given that they are the largest provinces by population and their aggregate fuel consumption is higher than in other provinces. However, relative to the size of their GDP, it is estimated that provinces in Atlantic Canada will be more negatively affected by the Regulations. This is largely because the Atlantic Provinces are estimated to have fewer opportunities to create credits from actions along the lifecycle of fuels (for example credit creating opportunities from CCS are unavailable due to inadequate geological storage). Furthermore, baseline EV and low-carbon fuel uptake in Atlantic Canada is low in comparison to other provinces. This lack of baseline credits affects Newfoundland and Labrador in particular given that the province does not have a blending requirement in place and it was exempt under the federal RFR. Furthermore, EC-Pro modelling was conducted utilizing an adjusted version of the 2021 Reference case which did include production from North Atlantic Refinery Limited Refinery's Come by Chance refinery. The facility would have faced the reduction requirement under the Regulations. Given the refinery's closure, the GDP impact in the province is expected to be smaller than modelled.

Ontario, Quebec, and Manitoba exhibit comparable estimated GDP impacts in scale. For all three provinces, credit creation from actions along the lifecycle of fuels is limited, with the supply of low-carbon fuels and baseline EV uptake creating the majority of credits.

Liquid fuels supplied to non-industrial remote communities are exempt under the Regulations. As a result, the model assumes that liquid fuels supplied to the territories will not be covered under the Regulations, but the territories will still have the ability to generate revenue from the creation of credits. In the model, credits are created in the territories via endogenous fuel switching to lower carbon energy sources. This results in a positive impact on GDP.

stockage du carbone ou d'autres projets de réduction des émissions de GES dans la province.

L'Ontario et le Québec connaîtront la plus forte diminution absolue de leur PIB du fait que ce sont les provinces les plus importantes selon la population et que la consommation globale de combustible y est plus élevée que dans les autres provinces. Cependant, par rapport à la taille de leur PIB, il est estimé que les provinces du Canada atlantique seront plus durement touchées par le règlement. Cette situation tient en bonne partie au fait que les provinces de l'Atlantique ont moins de possibilités de créer des unités de conformité à partir des mesures prises le long du cycle de vie des combustibles (par exemple les provinces n'ont aucune possibilité de créer des unités de conformité à partir du captage et du stockage du carbone en raison des conditions de stockage géologique inadéquates pour cette pratique). De plus, les unités de conformité prévues dans le scénario de référence provenant des véhicules électriques et des combustibles à faible IC sont moins élevées au Canada atlantique que dans les autres provinces. Cette absence d'unités de conformité dans le scénario de référence touche tout particulièrement Terre-Neuve-et-Labrador, étant donné que la province n'impose aucune exigence sur les teneurs minimales en combustibles à faible IC et qu'elle bénéficie d'une exemption en vertu du *Règlement sur les carburants renouvelables*. De plus, la modélisation avec ECPRO a été effectuée en utilisant une version rajustée du scénario de référence 2021, qui comprenait la production de la raffinerie Come by Chance de North Atlantic Refinery Limited Refinery. L'installation aurait été assujettie à l'exigence de réduction prévue par le règlement. Compte tenu de la fermeture de la raffinerie, l'incidence sur le PIB de la province devrait être inférieure à ce qui a été modélisé.

Il est estimé que le règlement aura une incidence sur le PIB de l'Ontario, du Québec et du Manitoba comparable en termes d'échelle. Pour les trois provinces, les possibilités de créer des unités de conformité à partir des mesures prises le long du cycle de vie des combustibles sont limitées puisque la majorité des unités de conformité proviennent de l'offre de combustibles à faible IC et de l'adoption de véhicules électriques.

Les combustibles liquides fournis aux collectivités éloignées non industrielles sont exemptés en vertu du règlement. Par conséquent, une des hypothèses du modèle est que les combustibles liquides fournis aux territoires ne sont pas assujettis aux obligations, mais que les territoires peuvent tout de même générer des revenus grâce à la création d'unités de conformité. Dans le modèle, les unités de conformité créées dans les territoires proviennent d'un changement endogène où les combustibles sont remplacés par des sources d'énergie à faible IC. Cette situation favorise le PIB des territoires.

Impacts by sector

It is expected that the Regulations will increase production costs for primary suppliers (mostly oil refineries and upgraders). In turn, the resulting higher gasoline and diesel prices will increase costs for sectors that use these fuels in their production processes, which will result in changes to output. Table 25 presents the estimated percentage change in output by sector in 2030, assuming that all credits go to market and sell at the marginal cost per credit. Change in output reflects the increase or decrease in the output of finished products within a particular sector. In EC-PRO, sectors adapt to changing prices in order to maximize profit, and each sector is modelled as one representative firm per province or territory. Therefore, the results do not reflect the impacts on individual facilities. Based on these assumptions, it is estimated that the Regulations will have a negative impact on output for all sectors except for electricity generation. Uncertainty exists surrounding the extent to which fuel consumers will be able to fuel switch away from liquid fuels and make efficiency improvements to mitigate cost impacts and resulting output reductions.

Table 25: Cost as a percentage change in output by sector in 2030

Sector	Change in output (%)
Electricity generation	0.3
Oil sands upgraders	0.5
Services	(0.1)
Manufacturing and construction	(0.1)
Cement and other non-metallic minerals	(0.2)
Airline transportation	(0.2)
Mining (including coal)	(0.2)
Primary metals (including iron and steel, aluminum, and other)	(0.2)
Natural gas extraction, processing and distribution	(0.2)
Chemicals (including fertilizers)	(0.3)
Agriculture, forestry and lumber	(0.5)
Conventional oil extraction	(0.6)
Pulp and paper	(0.6)
Oil and gas pipelines	(0.8)

Impacts par secteur

On s'attend à ce que le règlement augmente les coûts de production pour les fournisseurs principaux (surtout les raffineries de pétrole et les usines de valorisation). À leur tour, les prix plus élevés de l'essence et du diesel qui en résultent augmenteront les coûts pour les secteurs qui utilisent ces combustibles dans leurs processus de production, ce qui entraînera des changements dans la production. Le tableau 25 présente l'estimation de la variation en pourcentage de la production par secteur en 2030, en supposant que toutes les unités de conformité sont mises sur le marché et vendues au coût marginal par unité de conformité. La variation de la production reflète l'augmentation ou la diminution de la production de produits finis dans un secteur particulier. Dans le modèle EC-PRO, les secteurs s'adaptent à l'évolution des prix afin de maximiser les profits, et chaque secteur est modélisé comme une seule entreprise représentative par province ou territoire. Par conséquent, les résultats ne reflètent pas les répercussions sur chaque installation. En fonction de ces hypothèses, il est estimé que le règlement aura des répercussions négatives sur la production pour tous les secteurs, à l'exception de la génération d'électricité. Il existe une incertitude quant à la mesure dans laquelle les consommateurs de combustibles pourront remplacer les combustibles fossiles liquides et apporter des améliorations d'efficacité pour atténuer les répercussions sur les coûts et les réductions de production qui en résultent.

Tableau 25 : Variation du coût de la production par secteur en 2030 (en pourcentage)

Secteur	Variation de la production (%)
Production d'électricité	0,3
Usines de valorisation des sables bitumineux	0,5
Services	(0,1)
Fabrication et construction	(0,1)
Ciment et autres minéraux non métalliques	(0,2)
Transport aérien	(0,2)
Exploitation minière (y compris le charbon)	(0,2)
Métaux de première transformation (y compris le fer et l'acier, l'aluminium et autres)	(0,2)
Extraction, traitement et distribution du gaz naturel	(0,2)
Produits chimiques (y compris les engrais)	(0,3)
Agriculture, foresterie et bois d'œuvre	(0,5)
Extraction de pétrole par des méthodes classiques	(0,6)
Pâtes et papiers	(0,6)
Oléoducs et gazoducs	(0,8)

Sector	Change in output (%)
Primary oil sands and oil sands mining	(0.9)
In-situ oil sands	(0.9)
Oil refineries	(2.0)
Freight transportation (ground)	(2.1)

This modelling estimates that the Regulations will decrease output for in-situ oil sands (0.9%), oil refineries (2.0%), and freight transport (2.1%) the most. Oil refineries are primary suppliers under the Regulations and the majority of the gasoline and diesel they produce are supplied for domestic use. Therefore, the majority of their output is directly subject to the CI reduction requirements under the Regulations. A combination of low-carbon fuel uptake and price impacts on fuel cause a decrease in output for refineries. Since refined fossil fuel output decreases, the demand for bitumen also decreases. Freight output also decreases (2.1%) because liquid fuels represent a relatively large portion of the freight costs. Increased freight production costs are passed onto service users which results in decreased demand.

Oil sands upgraders are also primary suppliers under the Regulations; however, there is an estimated increase in product output for upgraders 0.5%. This is because most of the synthetic crude produced by upgraders is exported, and as such, is not covered by the Regulations. In addition, it is estimated that upgraders, and to varying degrees oil extraction sectors, will have more revenue-generating opportunities from the creation of credits for actions such as CCS and process improvements, in order to meet their annual CI reduction requirements.

Most of the other sectors presented in Table 25 are end users of gasoline and diesel and/or freight transportation service users and are not subject to the requirements under the Regulations. The magnitude of the estimated impact on these sectors is dependent on how much liquid fuel and freight transportation they consume, as well as the degree to which increased fuel costs are likely to lead to reduced demand for their products. As a result, it is estimated that these sectors will have small decreases in product output of 0.1% in the manufacturing and construction sector to 0.9% in the primary oil sands and oil sands mining sector.

Secteur	Variation de la production (%)
Sables bitumineux primaires et exploitation des sables bitumineux	(0,9)
Sables bitumineux in situ	(0,9)
Raffineries de pétrole	(2,0)
Transport de marchandises (par voie terrestre)	(2,1)

Selon les estimations du modèle, le règlement diminuera le plus la production dans les secteurs des sables bitumineux in situ (0,9 %), des raffineries de pétrole (2,0 %) et du transport de marchandises (2,1 %). Les raffineries de pétrole sont les fournisseurs principaux dans le cadre du règlement, et la majorité de l'essence et du diesel qu'elles produisent servent à la consommation intérieure. Par conséquent, la majorité de leur production est directement assujettie aux exigences de réduction de l'IC du règlement. L'augmentation de la demande de combustibles à faible IC, combinée aux répercussions de prix sur les combustibles, entraîne une diminution de la production des raffineries. Comme la production de combustibles fossiles raffinés diminue, la demande de bitume diminue également. La production du segment du transport de marchandises diminue également (2,1 %) parce que les combustibles liquides représentent une part relativement importante des coûts du transport de marchandises. L'augmentation des coûts de production du transport de marchandises est transmise aux utilisateurs des services, ce qui entraîne une diminution de la demande.

Les usines de valorisation des sables bitumineux sont également des fournisseurs principaux dans le cadre du règlement, mais il y a une augmentation de production estimée des usines de valorisation de 0,5 %. Cela s'explique par le fait que la majeure partie du pétrole brut synthétique produit par les usines de valorisation est exportée et, par conséquent, n'est pas visée par le règlement. En outre, les usines de valorisation et, à divers degrés, les secteurs de l'extraction du pétrole, devront avoir plus d'occasions de générer des revenus grâce à la création d'unités de conformité pour des mesures telles que la capture et le stockage du carbone et les améliorations de procédé, afin de respecter leurs exigences annuelles de réduction de l'IC.

La plupart des autres secteurs présentés au tableau 25 sont des utilisateurs finaux d'essence ou de diesel ou des utilisateurs de services de transport de marchandises qui ne sont pas assujettis aux exigences du règlement. L'ampleur de l'impact estimé sur ces secteurs dépend de la quantité de combustibles liquides qu'ils consomment et de leur utilisation du transport de marchandises, ainsi que de la mesure dans laquelle la hausse des prix des combustibles est susceptible d'entraîner une baisse de la demande pour leurs produits. Par conséquent, on estime que ces secteurs connaîtront de légères baisses de production de 0,1 % dans le secteur de la fabrication et de la construction

Electricity generation has a positive output effect (0.3%) because the Regulations will create an incentive to switch from fossil fuels to electricity since it is generally less carbon intensive, depending on the region. The agriculture, forestry and lumber sector is estimated to have a negative output effect (0.5%) because low-carbon fuels used for blending are assumed to be imported. To the extent that the low-carbon fuels used for compliance with the Regulations are produced domestically, the impact on output will be lower or even positive.

Competitiveness impacts

Primary suppliers

Refineries, upgraders, and importers that supply gasoline and diesel (primary suppliers) will incur compliance costs in order to comply with the Regulations. Fossil fuel importers and producers are subjected to the same annual CI reduction requirement. Therefore, in the near term, refineries and importers will have the scope to increase product prices in order to mitigate increased production costs rather than to absorb them through lower profit margins. This will allow them to maintain competitiveness in the short run. However, over time, increases in gasoline and diesel prices will be expected to change consumption behaviour in Canada, reducing the overall demand for gasoline and diesel and their inputs (e.g. bitumen).

Upgraders will have limited flexibility to increase product prices to their customers in order to mitigate compliance costs. Prices for inputs (e.g. heavy oil and bitumen) are based on North American heavy oil benchmarks, leaving little scope for upgraders to influence the prices. However, upgraders primarily export the synthetic crude that they produce, so the impact on the sector is expected to be minimal given that exports are not covered under the Regulations. In addition, most of the companies that own upgraders also own refineries. These companies may be at more of an advantage under the Regulations than refining companies that do not own any upstream operations given that they will have more credit creating opportunities for actions along the lifecycle of fuels.

Compliance costs associated with the Regulations will likely be greater for firms with less ability to create compliance credits rather than acquiring them from third

à 0,9 % dans le secteur des sables bitumineux primaires et de l'exploitation des sables bitumineux.

Le règlement a un effet positif (0,3 %) sur la production de l'électricité parce que le règlement incite à passer des combustibles fossiles à l'électricité puisque son IC est généralement plus faible, selon la région. Il est estimé que le règlement aurait un impact négatif sur la production (0,5 %) des secteurs de l'agriculture, de la foresterie et du bois d'œuvre parce qu'il est supposé que les combustibles à faible IC utilisés pour les mélanges sont importés. Dans la mesure où les combustibles à faible IC utilisés pour se conformer au règlement sont produits au pays, l'impact sur la production sera moindre et pourrait même être positif.

Impacts sur la compétitivité

Fournisseurs principaux

Les raffineries, les usines de valorisation et les importateurs d'essence ou de diesel (les fournisseurs principaux) auront à assumer des coûts de conformité afin d'être conformes au règlement. Les importateurs et les producteurs de combustibles fossiles sont assujettis à la même exigence de réduction annuelle de l'IC. Par conséquent, les raffineries et les importateurs auront, à court terme, la marge de manœuvre d'augmenter le prix des produits afin d'atténuer la hausse des coûts de production plutôt que de les absorber en réduisant les marges de profit, ce qui leur permettra de maintenir leur compétitivité à court terme. Toutefois, il faut s'attendre à ce que, au fil du temps, la hausse du prix de l'essence et du diesel modifie le comportement de consommation au Canada et réduise la demande globale en essence et en diesel et de leurs intrants (par exemple le bitume).

Les usines de valorisation n'auront pas beaucoup de latitude pour augmenter les prix des produits aux consommateurs afin d'atténuer les coûts de conformité. Les prix des intrants (par exemple le pétrole lourd et le bitume) sont fondés sur les prix de référence du pétrole lourd en Amérique du Nord, ce qui laisse peu d'espace aux usines de valorisation pour influencer les prix. Cependant, les usines de valorisation exportent principalement le brut synthétique qu'elles produisent, de sorte que l'impact sur le secteur devrait être minime étant donné que le règlement ne vise pas les exportations. De plus, la plupart des sociétés qui possèdent des usines de valorisation possèdent également des raffineries. Ces sociétés pourraient être plus avantagées par le règlement que les raffineurs qui ne possèdent pas d'installations en amont, étant donné qu'elles auront plus de possibilités de création d'unités de conformité pour des mesures le long du cycle de vie des combustibles.

Les coûts de conformité associés au règlement seront vraisemblablement plus grands pour les entreprises qui sont moins en mesure de créer des unités de conformité plutôt

parties. These are likely to be firms with constrained access to capital, such as primary suppliers with lower levels of production, or limited access to credit creation opportunities. For these firms, additional compliance costs could affect their economic viability if there is insufficient time remaining in the life of a facility to recover the compliance costs. In certain cases, facilities may need to alter operations due to the Regulations.

It is possible, but unlikely, that firms may choose to increase exports of gasoline and diesel in order to avoid domestic CI reduction requirements under the Regulations. It is unlikely because all regulated fossil fuels under the Regulations are assigned the same baseline CI value, so there is no advantage to adjusting the mix of fuels sold domestically or exported based on differences in CI values. Furthermore, international demand for fossil fuel is exogenous and the Regulations will not spur an increase in demand for Canadian fossil fuel outside of Canada.

In response to potential financial and competitiveness impacts, several flexibilities have been included in the Regulations. For example, the broad range of compliance strategies provided for under the Regulations will allow primary suppliers to choose the lowest cost compliance actions available. In addition, the long-term nature of the Regulations and the gradual increase in the annual CI reduction requirement between 2023 and 2030 will allow time for investments to take place and will give investors the certainty needed to make longer-term investments in clean technologies, production facilities, and infrastructure.

Freight transportation sector

The freight transportation sector is an end user of gasoline and diesel, and will incur increased costs due to the Regulations as a result of gasoline and diesel price increases. As this sector is not trade-exposed and does not compete directly in international markets, it is expected that the freight transportation sector will offset any increased costs due to the Regulations by increasing freight transport service prices. As a result, sectors that use freight transportation services, such as mining for example, will incur increased costs from the Regulations. However, it is possible that some firms in the freight transportation sector may not be able to fully pass on increased costs and may need to absorb some of these costs, depending on market share competition in the regions in which they operate. As a result, additional compliance costs may require those firms to alter operations due to the Regulations.

que de les acquérir auprès d'une tierce partie. Ce sont vraisemblablement des entreprises dont l'accès au capital est limité, comme les fournisseurs principaux produisant peu, ou dont l'accès aux possibilités de création d'unités de conformité est limité. Pour ces entreprises, des coûts de conformité supplémentaires pourraient avoir un impact sur leur viabilité économique s'il ne reste pas assez de temps dans la durée de vie d'une installation pour recouvrer ces coûts. Dans certains cas, des installations pourraient devoir modifier leurs activités en raison du règlement.

Il est possible, mais peu probable que les entreprises choisissent d'augmenter leurs exportations d'essence ou de diesel afin d'éviter les exigences de réduction de l'IC qui s'applique aux combustibles utilisés au Canada en vertu du règlement. Cela est peu probable parce que tous les combustibles fossiles réglementés en vertu du règlement se voient attribuer la même valeur d'IC de référence, il n'y a donc aucun avantage à ajuster la combinaison de combustibles vendus au pays ou exportés en fonction des différences dans les valeurs d'IC. De plus, la demande internationale de combustibles fossiles est exogène au règlement et ne stimulera pas une augmentation de la demande de combustibles fossiles canadiens à l'extérieur du Canada.

En réponse aux possibles répercussions financières et sur la compétitivité, le règlement offre plusieurs options. Par exemple, la vaste gamme de stratégies de conformité disponibles dans le cadre du règlement permettra aux fournisseurs principaux de choisir les mesures de conformité les moins coûteuses à leur disposition. En outre, la nature à long terme du règlement et l'augmentation graduelle de l'exigence annuelle de réduction de l'IC entre 2023 et 2030 laisseront le temps de faire des investissements, et procureront aux investisseurs la certitude nécessaire pour investir dans les technologies propres, les installations de production et les infrastructures.

Secteur du transport de marchandises

En tant qu'utilisateur final d'essence et de diesel, le secteur du transport de marchandises subira une augmentation des coûts en raison du règlement du fait de la hausse des prix de l'essence et du diesel. Étant donné que ce secteur n'est pas exposé au commerce et ne rivalise pas directement sur les marchés internationaux, on s'attend à ce que le secteur du transport de marchandises compense toute augmentation des coûts attribuable au règlement en haussant les prix des services de transport de marchandises. Par conséquent, les secteurs qui utilisent des services de transport de marchandises, par exemple l'exploitation minière, subiront des coûts accrus en raison du règlement. Toutefois, certaines entreprises du secteur du transport de marchandises pourront ne pas être en mesure de répercuter complètement les coûts plus élevés et devoir absorber une partie de ces coûts, selon le niveau de concurrence sur le marché dans les régions où elles exercent leurs activités.

Liquid fossil fuel end users and freight transportation service users

Some sectors that are gasoline and diesel end users or are freight transportation service users, such as mining and iron and steel, will experience increased costs as a result of the Regulations. However, the Regulations provide an exclusion for fuels used for generation of electricity in remote communities from CI reduction requirements, which would help mitigate some of the impacts. The output effects by sector are estimated to be low, even when using a low-likelihood scenario where all credits go to market at the marginal cost per credit (see Table 25). Therefore, it is unlikely that these increased costs will cause industry to move production to jurisdictions with lower carbon-related costs. Consequently, it is considered unlikely that the Regulations will result in “carbon leakage,” in which domestic production is displaced to a foreign location, with domestic GHG emissions “leaking” out of Canada to other jurisdictions.

Household and gender-based analysis plus (GBA+) impacts

The Regulations are estimated to increase the price of gasoline and diesel and a large portion of these liquid fuels are consumed by households. The Regulations will increase transportation fuel and it is estimated that increased household costs for gasoline and diesel could range from \$2.2 to \$5.1 billion, with a central estimate of \$3.7 billion. Assuming 2.5 people per household on average in Canada and applying that to the 2030 population projection of 42.4 million, it is estimated that the Regulations will result in an average cost per household of \$132 to \$301 in 2030, with a central estimate of \$220.⁸⁷ However, these impacts will not be distributed equally across households. The average cost per household will depend on how much or what type of liquid fuel a household consumes.

It is expected that increases in transportation fuel expenses will disproportionately impact lower and middle-income households, as well as households currently experiencing energy poverty or those likely to

⁸⁷ The average number of people per household was obtained from [Statistics Canada's families, households and marital status: Key results from the 2016 Census](#), and is assumed to remain constant over time.

Par conséquent, des coûts de conformité supplémentaires pourront faire en sorte que certaines entreprises aient à modifier leurs activités.

Utilisateurs finaux de combustibles fossiles liquides et utilisateurs de services de transport de marchandises

Certains secteurs qui sont des utilisateurs finaux d'essence ou de diesel ou qui sont des utilisateurs de services de transport de marchandises, tels que le secteur minier, du fer et de l'acier, subiront une augmentation des coûts en raison du règlement. Toutefois, le règlement permet d'exclure les combustibles utilisés pour la production d'électricité dans les collectivités éloignées des exigences de réduction de l'IC, ce qui aiderait à atténuer certaines des répercussions. Les incidences sur la production par secteur devraient être faibles selon les estimations, même en utilisant un scénario de faible probabilité où toutes les unités de conformité sont mises sur le marché au coût marginal par unité (voir le tableau 25). Pour cette raison, il est peu probable que ces coûts accrus incitent l'industrie à déplacer sa production dans des juridictions où les coûts liés au carbone sont moins élevés. Par conséquent, il est considéré peu probable que le règlement entraîne des « fuites de carbone », soit une situation dans laquelle la production au Canada est déplacée à un endroit à l'étranger et ainsi les émissions de GES nationales « fuient » du Canada pour aller se produire à l'étranger.

Impacts sur les ménages et impacts relatifs à l'analyse comparative entre les sexes plus (ACS+)

On estime que le règlement provoquera une hausse des prix de l'essence et du diesel et qu'une grande partie de ces combustibles liquides sont consommés par les ménages. Le règlement entraînera une augmentation des dépenses des ménages relatifs aux combustibles pour le transport et au chauffage. Il est estimé que l'augmentation des coûts relatifs aux combustibles liquides pour les ménages pourrait varier de 2,2 à 5,1 milliards de dollars, avec une estimation centrale de 3,7 milliards de dollars. En supposant une moyenne de 2,5 personnes par ménage au Canada et en appliquant cela à la projection qui établit la population à 42 millions d'habitants en 2030, le règlement pourra faire passer le coût moyen par ménage de 132 \$ à 301 \$ en 2030, avec une estimation centrale de 220 \$⁸⁷. Toutefois, les répercussions ne seront pas réparties également dans tous les ménages. Le coût moyen dépendrait de la quantité ou du type de combustible liquide qu'un ménage consomme.

Il est attendu que la hausse des dépenses en combustible aura une incidence disproportionnée sur les ménages à revenu faible ou moyen, ainsi que les ménages qui sont actuellement pauvres sur le plan énergétique ou

⁸⁷ Le nombre moyen de personnes par ménage est tiré du rapport [Familles, ménages et état matrimonial : faits saillants du Recensement de 2016 de Statistique Canada](#), et on fait l'hypothèse qu'il demeurera constant au fil du temps.

experience energy poverty in the future.⁸⁸ Moreover, according to Statistics Canada, single mothers are more likely to live in lower-income households, and may be more vulnerable to energy poverty and adverse impacts from increases to transportation.⁸⁹

Seniors living on fixed incomes may also face higher transportation costs resulting from the Regulations. This may be most acute for seniors living in the Atlantic provinces, where they account for a higher share of the total population compared to other Canadian provinces and are also more likely to experience some of the highest energy expenditures in Canada proportional to income.^{90,91} It is possible that there could be other socio-economic groups that may have disproportionately lower income, may be at an increased vulnerability to energy poverty, or may be adversely affected by the Regulations. However, these groups may not be fully captured in this analysis due to lack of data availability, scarcity of research, or under-representation in available studies.

Household transportation

Households use gasoline and diesel primarily for passenger transportation, through personal vehicle ownership and public transportation. This will result in higher refueling costs for owners of personal vehicles, and added costs to public transportation agencies, potentially resulting in higher fares. Using the increased gasoline price estimates from Table 23, it is estimated that increased costs could range from \$76 to \$174 per vehicle in 2030 for households that use gasoline-powered internal combustion engine vehicles, with a central estimate of \$127 per vehicle.⁹² However, the overall impact on households will vary based on factors such as vehicle fuel type, geography, distances travelled by households and vehicle efficiency.

Low-income households may be disproportionately affected by the Regulations as they may incur higher

susceptibles de le devenir⁸⁸. De plus, selon Statistique Canada, les mères célibataires sont plus susceptibles de faire partie d'un ménage à faible revenu sont plus vulnérables à la pauvreté énergétique et aux répercussions négatives entraînées par les hausses des prix du transport⁸⁹.

Les personnes âgées qui ont un revenu fixe pourraient également faire face à une hausse des coûts relatifs au transport en raison du règlement. Cette situation pourrait être plus grave pour les aînés vivant dans les provinces de l'Atlantique, où ils représentent une plus grande proportion de la population totale comparativement aux autres provinces canadiennes et qui sont plus susceptibles d'assumer des coûts énergétiques parmi les plus élevées au Canada par rapport au revenu^{90,91}. Il est possible que d'autres groupes puissent avoir un revenu disproportionnellement inférieur, être plus vulnérables à la pauvreté énergétique ou être touchés négativement par le règlement. Toutefois, il se peut que ces groupes ne soient pas pleinement pris en compte dans la présente analyse en raison du manque de données disponibles, de la rareté des recherches ou de la sous-représentation dans les études disponibles.

Transport des ménages

Les ménages utilisent l'essence ou le diesel principalement pour le transport de passagers, par la possession d'un véhicule personnel et par le transport en commun. Il en résultera des coûts de ravitaillement plus élevés pour les propriétaires de véhicules personnels et des coûts supplémentaires pour les agences de transport en commun, ce qui pourrait entraîner une augmentation des tarifs. Selon les estimations de la hausse du prix des combustibles du tableau 23, l'augmentation des coûts pourrait varier de 76 \$ à 174 \$ par véhicule en 2030 pour les ménages qui utilisent des véhicules à moteur à combustion interne à essence, avec une valeur centrale estimative de 127 \$ par véhicule⁹². Cependant, l'incidence globale sur les ménages variera en fonction de facteurs tels que le type de combustible du véhicule, la géographie, les distances parcourues par les ménages et l'efficacité du véhicule.

Les ménages à faibles revenus peuvent être touchés de façon disproportionnée par le règlement, car ils sont

⁸⁸ Rezaei, M. (2017). *Power to the people: thinking (and rethinking) energy poverty in British Columbia, Canada* (Doctoral dissertation, University of British Columbia)

⁸⁹ Moyser, M., and Fox, D. (2018). *Women in Canada: A Gender-based Statistical Report*. Statistics Canada.

⁹⁰ Statistics Canada: [Household spending, Canada, regions and provinces](#)

⁹¹ Statistics Canada: [Population estimates on July 1st, by age and sex](#)

⁹² The estimated gasoline cost per vehicle is estimated using vehicle counts and fuel demand from the Department's Motor Vehicle Emission Simulator and fuel prices are from the Departmental Reference Case 2019.

⁸⁸ Rezaei, M. (2017). *Power to the people: thinking (and rethinking) energy poverty in British Columbia, Canada* (thèse de doctorat, Université de la Colombie-Britannique) (disponible en anglais seulement)

⁸⁹ Moyser, M., et Fox, D. (2018). *Femmes au Canada : rapport statistique fondé sur le sexe*. Statistique Canada.

⁹⁰ Statistique Canada : [Dépenses des ménages, Canada, régions et provinces](#)

⁹¹ Statistique Canada : [Estimations de la population au 1er juillet, par âge et sexe](#)

⁹² Le coût estimatif de l'essence par véhicule est estimé en utilisant le nombre de véhicules et la demande de carburant du simulateur d'émission de véhicules à moteur du Ministère, et les prix du carburant sont tirés du scénario de référence du Ministère de 2019.

transportation costs relative to their income.^{93,94} Moreover, low-income households tend to have a lower ability to absorb higher fuel costs compared to high-income households. In addition, low-income households that rely on personal vehicle transportation may also have limited ability to switch to newer, cleaner or more fuel-efficient vehicles. For example, EVs (such as plug-in EVs, plug-in hybrid EVs, and hybrid EVs) are relatively newer technologies that tend to have greater upfront costs compared to internal combustion engine vehicles. Therefore, low-income households may continue to purchase cheaper automobile options (i.e. those with internal combustion engines) despite increased gasoline prices, though they may choose not to drive as much.⁹⁵

The Regulations will also affect households differently depending on geography and region. For instance, rural households are more likely to have higher rates of vehicle ownership, but they are also more likely to have less access to public transportation.⁹⁶ For this reason, they may have limited opportunity to reduce their fuel consumption in response to higher gasoline prices. Similarly, Canadian households in the Atlantic Provinces spend a higher proportional amount of their expenditures on private transportation compared to all other provinces while also having some of the lowest average levels of disposable income.⁹⁷ Therefore, the impact of increased gasoline prices may have a larger impact on households in the Atlantic Provinces compared to other areas.

The Regulations will increase the price of diesel fuel. Municipalities that rely on diesel-powered buses as part of their public transportation fleets may respond to this fuel price increase by raising transit fares. This will disproportionately impact lower-income households; a group more likely to use mass transit on a regular basis, and also more

susceptibles d'avoir des coûts de transport plus élevés par rapport à leur revenu^{93,94}. De plus, les ménages à faible revenu ont tendance à avoir une capacité moindre d'absorber des coûts de combustible plus élevés que les ménages à revenu élevé. En outre, les ménages à faible revenu qui utilisent un véhicule personnel comme moyen de transport peuvent aussi avoir une capacité limitée de passer à des véhicules plus neufs, plus propres ou plus écoénergétiques. Par exemple, les VE (comme les VE rechargeables, les VE hybrides rechargeables et les VE hybrides) sont des technologies relativement plus récentes qui ont tendance à avoir des coûts initiaux plus élevés que les véhicules à moteur à combustion interne. Pour cette raison, il est possible que les ménages à faible revenu continuent d'acheter des automobiles qui sont moins chères (c'est-à-dire ceux qui sont munis de moteurs à combustion interne) malgré la hausse des prix de l'essence, même s'ils choisissent de ne pas conduire autant⁹⁵.

Le règlement touchera également les ménages différemment selon la géographie et la région. Par exemple, les ménages en milieu rural sont plus susceptibles d'avoir des taux de possession d'un véhicule élevés, mais ils sont également plus susceptibles d'avoir un accès limité au transport en commun⁹⁶. Ainsi, ils peuvent avoir peu de possibilités de réduire leur consommation de combustible en réaction à la hausse des prix de l'essence. De même, les ménages canadiens des provinces de l'Atlantique consacrent une plus grande proportion de leurs dépenses au transport privé comparativement à toutes les autres provinces, tout en ayant un revenu disponible moyen parmi les plus bas du pays⁹⁷. Par conséquent, les répercussions de la hausse du prix de l'essence pourraient avoir une plus grande incidence sur les ménages des provinces de l'Atlantique comparativement à d'autres régions.

Le règlement augmentera le prix du combustible diesel. Les municipalités qui comptent sur les autobus au diesel dans le cadre de leur flotte de transport en commun peuvent réagir à cette augmentation du prix du combustible en augmentant les tarifs de transport en commun. Cela aurait un impact disproportionné sur les ménages à

⁹³ Statistics Canada: [Distribution of household economic accounts for income, consumption, saving and wealth of Canadian households, 2017](#)

⁹⁴ Anowar, S., Eluru, N., and Miranda-Moreno, L. F. (2018). *How household transportation expenditures have evolved in Canada: a long-term perspective*. *Transportation*, 45(5): 1297-1317.

⁹⁵ Ibid

⁹⁶ Statistics Canada: [The Daily – Survey of Household Spending, 2017](#)

⁹⁷ Statistics Canada: [Distribution of household economic accounts for income, consumption, saving and wealth of Canadian households, 2017](#).

⁹³ Statistique Canada : [Comptes économiques du secteur des ménages répartis pour le revenu, la consommation, l'épargne et le patrimoine des ménages canadiens, 2017](#)

⁹⁴ Anowar, S., Eluru, N., et Miranda-Moreno, L. F. (2018). *How household transportation expenditures have evolved in Canada: a long-term perspective* (évolution des dépenses de transport des ménages au Canada : une perspective à long terme) *Transportation*, 45(5): 1297-1317 (disponible en anglais seulement).

⁹⁵ Idem

⁹⁶ Statistique Canada : [Le Quotidien – Enquête sur les dépenses des ménages, 2017](#)

⁹⁷ Statistique Canada : [Comptes économiques du secteur des ménages répartis pour le revenu, la consommation, l'épargne et le patrimoine des ménages canadiens, 2017](#).

sensitive to transit fare increases.^{98,99} However, impacts could be mitigated through discounted transit fares offered to lower-income households. An increase in fuel costs could also result in encouraging increased transit ridership, potentially generating additional revenue to offset the rising costs.¹⁰⁰

If electric bus uptake is higher than estimated in this analysis, this could also reduce the impact of fuel prices on transit authorities. As transit authorities shift towards replacing diesel powered fleets with electric buses, fuel consumption will decrease, and a variation in fuel price will have a smaller impact on operating expenditures. Furthermore, transit authorities could create credits under the Regulations by implementing electric bus fleets. As a result, cost impacts on transit authorities could be mitigated through sale of credits.

Impacts on remote communities

The Regulations provide an exclusion for liquid fossil fuels supplied to non-industrial remote communities in order to minimize the potential for disproportionate impacts to occur. The Regulations provide an exclusion for fuels used for generation of electricity in remote communities from CI reduction requirements, which would also help mitigate some of the impacts.

Employment impacts

It is estimated that the Regulations could create job opportunities in sectors that may benefit from generating credit revenue (e.g. clean technology), and lost job opportunities in other sectors that are primary suppliers or that use liquid fuels (e.g. oil and gas). A full employment analysis has not been conducted because GBA+ impacts will depend on the actual compliance strategies chosen and will depend on the characteristics of the specific populations employed at firms or facilities that may be affected. For example, it is assumed in the analysis that increased demand for low-carbon fuels will be met by imports. However, if low-carbon fuels are supplied domestically, this could result in positive employment impacts in

faible revenu; un groupe plus susceptible d'utiliser les transports en commun sur une base régulière, et également plus sensible aux augmentations des tarifs de transport en commun^{98,99}. Cependant, les impacts pourraient être atténués grâce à des tarifs de transport en commun réduits offerts aux ménages à faible revenu. Une augmentation des coûts de combustible pourrait également entraîner une augmentation de l'achalandage des transports en commun, générant potentiellement des revenus supplémentaires pour compenser la hausse des coûts¹⁰⁰.

Si l'utilisation des bus électriques est plus élevée que celle estimée dans cette analyse, cela pourrait également réduire l'impact des prix du combustible sur les sociétés de transport. Au fur et à mesure que les sociétés de transport remplaceront les parcs de véhicules diesel par des autobus électriques, la consommation de combustible diminuera et une variation du prix du combustible aura un impact moindre sur les dépenses d'exploitation. De plus, les sociétés de transport pourraient créer des unités de conformité en vertu du règlement en utilisant des flottes d'autobus électriques. Par conséquent, les répercussions sur les coûts sur les sociétés de transport en commun pourraient être atténuées par la vente d'unités de conformité.

Répercussions sur les collectivités éloignées

Le règlement permet d'exclure les combustibles fossiles liquides fournis aux collectivités éloignées non industrielles afin de minimiser les répercussions potentiellement disproportionnées qu'elles auraient pu subir. Le règlement permet d'exclure les combustibles utilisés pour la production d'électricité dans les collectivités éloignées des exigences de réduction de l'IC, ce qui contribuerait également à atténuer certaines des répercussions.

Répercussions sur l'emploi

Il est estimé que le règlement pourrait créer des possibilités d'emploi dans les secteurs qui pourraient bénéficier de revenus de la création d'unités de conformité (par exemple les technologies propres), mais aussi des possibilités d'emploi perdues dans d'autres secteurs qui sont des fournisseurs principaux ou qui utilisent des combustibles liquides (par exemple le pétrole et le gaz). Une analyse du plein emploi n'a pas été effectuée parce que les répercussions de l'ACS+ dépendront des stratégies de conformité réellement choisies et des caractéristiques des populations particulières employées dans les entreprises ou les installations qui pourraient être touchées. Par exemple, il est présumé dans l'analyse que les importations répondront

⁹⁸ Miller, C., and Savage, I. [Does the demand response to transit fare increases vary by income?](#) *Transport Policy*, 55 (2017) 79-86 (PDF)

⁹⁹ Statistics Canada: [Public Transit in Canada, 2007](#)

¹⁰⁰ Iseki, H, and Ali, R. (2014). [Net Effects of Gasoline Price Changes on Transit Ridership in U.S. Urban Areas](#) (PDF).

⁹⁸ Miller, C., and Savage, I. [Does the demand response to transit fare increases vary by income?](#) *Transport Policy*, 55 (2017) 79-86 (PDF, disponible en anglais seulement)

⁹⁹ Statistique Canada : [Le transport en commun au Canada, 2007](#)

¹⁰⁰ Iseki, H, and Ali, R. (2014). [Net Effects of Gasoline Price Changes on Transit Ridership in U.S. Urban Areas](#) (PDF, disponible en anglais seulement)

low-carbon fuel sectors. Young and middle-aged men will be at the greatest advantage to benefit from employment opportunities within these sectors.^{101,102}

Job opportunities in the oil and gas, or freight transport sectors are expected to be negatively impacted given that the Regulations will increase production costs for these sectors and will decrease demand for fossil fuel products. Canada's oil refining sector as an example, employs a high proportion of middle-aged men compared to the average working-age population. This group may face an increased risk of job scarcity due to the Regulations.¹⁰³ When searching for new employment, older workers in Canada (especially those aged between 55 and 64) face unique barriers including ageism; lack of education and access to training; difficulty finding and applying for jobs; health issues, work-life balance issues, and lack of workplace accommodations.^{104,105,106} Facilities within rural communities may also be adversely impacted. Rural facilities often contribute to rural economies by providing high-paying salaries, municipal tax proceeds, and infrastructure investments. As such, reductions in industrial activity, salaries, and jobs could potentially negatively affect economic activity and population retention in rural communities.

Environmental impacts

A consequence of climate change is the increased frequency, intensity and/or duration of extreme weather events, which increases risks for vulnerable populations

à la demande accrue de combustibles à faible IC. Cependant, si des combustibles à faible IC sont fournis à l'échelle nationale, cela pourrait avoir une incidence positive sur l'emploi dans les secteurs des combustibles à faible IC. Les jeunes hommes et les hommes d'âge moyen seront les mieux placés pour profiter des possibilités d'emploi dans ces secteurs^{101,102}.

Il est attendu que les possibilités d'emploi dans les secteurs du pétrole et du gaz ou du transport de marchandises soient touchées négativement, étant donné que le règlement augmentera les coûts de production de ces secteurs et diminuera la demande de produits à base de combustibles fossiles. Le secteur du raffinage du pétrole au Canada, par exemple, emploie une forte proportion d'hommes d'âge moyen comparativement à la moyenne de la population en âge de travailler. Par conséquent, ce groupe pourrait faire face à un plus grand risque de pénurie d'emplois en raison du règlement¹⁰³. Lorsqu'ils cherchent un nouvel emploi, les travailleurs plus âgés au Canada (surtout ceux âgés de 55 à 64 ans) font face à des obstacles uniques, notamment l'âgeisme, le manque de scolarité et d'accès à la formation, la difficulté à trouver et à postuler des emplois, les problèmes de santé, la conciliation travail-vie personnelle et le manque de mesures d'adaptation en milieu de travail^{104,105,106}. Les installations au sein des collectivités rurales sont également susceptibles d'être négativement touchées. Les installations en milieu rural contribuent souvent aux économies rurales en accordant des salaires avantageux, en payant des taxes municipales et en effectuant des investissements dans les infrastructures. Les réductions au chapitre de l'activité industrielle, des salaires et des emplois pourraient potentiellement nuire à l'activité économique et à la rétention de la population dans les collectivités rurales.

Répercussions sur l'environnement

L'une des conséquences des changements climatiques est l'augmentation de la fréquence, de l'intensité ou de la durée des phénomènes météorologiques extrêmes. Cela

¹⁰¹ Statistics Canada: [Labour force characteristics by industry](#)

¹⁰² Electricity Human Resources Canada. (2017). [Profile of women working in the clean energy sector in Canada](#) (PDF).

¹⁰³ Conference Board of Canada. (2011). [Canada's Petroleum Refining Sector: An Important Contributor Facing Global Challenges](#).

¹⁰⁴ Statistics Canada (2008), First Results from the Survey of Older Workers, by Pignal, J., Arrowsmith, S., and Ness, A., page 20, Ottawa.

¹⁰⁵ Statistics Canada (2018), Labour Force Survey, CANSIM Table 282-0004.

¹⁰⁶ Federal/Provincial/Territorial Ministers Responsible for Seniors (2012), Age-Friendly Workplaces: Promoting Older Worker Participation, Human Resources and Skills Development Canada, Gatineau.

¹⁰¹ Statistique Canada : [Caractéristiques de la population active selon l'industrie](#)

¹⁰² Ressources humaines, industrie électrique du Canada. (2017), [Profile of women working in the clean energy sector in Canada](#) (PDF, disponible en anglais seulement) [profil des femmes travaillant dans le secteur de l'énergie propre au Canada].

¹⁰³ Conference Board du Canada. (2011). [Canada's Petroleum Refining Sector: An Important Contributor Facing Global Challenges](#) (le secteur canadien du raffinage du pétrole. Un contributeur important aux défis mondiaux) [disponible en anglais seulement].

¹⁰⁴ Statistique Canada (2008). Premiers résultats de l'Enquête sur les travailleurs âgés, 2008. Par Pignal, J., Arrowsmith, S., et Ness, A., page 20, Ottawa

¹⁰⁵ Statistique Canada (2018), Enquête sur la population active, Tableau CANSIM 282-0004.

¹⁰⁶ Forum fédéral, provincial et territorial des ministres responsables des aînés (2012), Milieux de travail amis des aînés : Promouvoir la participation des travailleurs âgés, Ressources humaines et Développement des compétences Canada, Gatineau.

such as children, seniors, low-income earners and the homeless, as well as communities in areas exposed to natural hazards. These impacts include increased demands on health care services, disruption of social networks, damage to, or unavailability of, housing, shelter and other physical infrastructure (e.g. hospitals, grocery stores, telecommunications).¹⁰⁷ Incremental damages incurred as a result of an increase in GHG emissions are considered to be distributed globally. There are two unique aspects to climate change: (1) it involves a global externality, where emissions anywhere in the world contribute to global damages; and (2) the only way to effectively address climate change is through global action. The Regulations, in combination with actions in the ERP, would help to minimize the impacts of climate change globally. These measures could also minimize the impacts of climate change on potentially vulnerable groups in Canada, and contribute to a resilient Canadian economy.

Small business lens

Analysis under the small business lens concluded that the Regulations will not directly impact Canadian small businesses. No mandatory regulated parties are considered small businesses, and no voluntary participants are expected to be small businesses. Furthermore, as enabled under subsection 140(3) of CEPA, primary suppliers that produce or import less than 400 m³ of liquid fossil fuel per year are not subject to the requirements of the Regulations.

One-for-one rule

The one-for-one rule applies since there is a net incremental increase in administrative burden on business. The Regulations will result in a new regulatory title and will be considered an “IN” under the Government of Canada’s one-for-one rule, meaning that the Regulations will increase administrative burden costs on businesses and introduce a new regulation. As the Regulations will also incorporate the renewable fuel volumetric requirements set out under the federal RFR, this new regulatory title will be offset by the repeal (an “OUT”) of the existing federal RFR. This will result in a net neutral impact on regulatory titles as per the Government of Canada’s one-for-one rule.

augmente les risques pour les populations vulnérables comme les enfants, les personnes âgées, les personnes à faible revenu et les sans-abri, ainsi que les collectivités vivant dans des zones exposées aux risques naturels. Ces répercussions comprennent l’augmentation de la demande de services de santé, la perturbation des réseaux sociaux, l’endommagement ou le manque de logements et de refuges et d’autres infrastructures physiques (par exemple hôpitaux, épicerie, télécommunications)¹⁰⁷. Les dommages différentiels résultant d’une augmentation des émissions de GES sont considérés être répartis à l’échelle mondiale. Il y a deux aspects uniques aux changements climatiques : (1) cela implique une externalité mondiale, où les émissions partout dans le monde contribuent aux dommages à l’échelle mondiale; (2) la seule façon de lutter efficacement contre les changements climatiques est de prendre des mesures à l’échelle mondiale. Le règlement, combiné aux mesures prévues dans le Cadre pancanadien, aiderait à minimiser les répercussions des changements climatiques à l’échelle mondiale. Ces mesures pourraient également minimiser les répercussions des changements climatiques sur les groupes potentiellement vulnérables au Canada, et contribuer à la résilience de l’économie canadienne.

Lentille des petites entreprises

L’analyse de la lentille des petites entreprises conclut que le règlement n’affectera aucune des petites entreprises au Canada. Aucune des parties réglementées par les exigences n’est considérée comme une petite entreprise, et on s’attend à ce qu’aucun participant volontaire ne soit une petite entreprise. De plus, en vertu du paragraphe 140(3) de la LCPE, les fournisseurs principaux qui produisent ou importent moins de 400 m³ de combustibles fossiles liquides par année ne seront pas assujettis au règlement.

Règle du « un pour un »

La règle du « un pour un » s’applique puisqu’il y a une augmentation nette du fardeau administratif imposé aux entreprises. Le règlement sera un nouveau titre réglementaire, il serait considéré comme un « AJOUT » en vertu de la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada, ce qui signifie que le règlement augmentera les coûts administratifs des entreprises. Étant donné que le règlement intégrera également les exigences relatives à la teneur en carburant renouvelable énoncées dans le RCR fédéral, ce nouveau titre réglementaire serait compensé par l’abrogation proposée (une « SUPPRESSION ») du RFR fédéral actuel. Cela se traduirait par un impact net neutre sur l’ensemble des titres réglementaires conformément à la règle du « un pour un » du gouvernement du Canada.

¹⁰⁷ Government of Canada, “Climate change and health: Populations at risk.”

¹⁰⁷ Gouvernement du Canada, « Les changements climatiques et la santé : Population à risque ».

Under the Regulations, only primary suppliers will be subject to mandatory administrative requirements to submit compliance reports. Other parties, such as low-CI fuel producers and importers do not need compliance credits to comply with the Regulations, they have the option to create compliance credits and participate in the credit market, which will incur administrative costs. For the purpose of this one-for-one analysis, any administrative burden associated with credit creation is estimated and included regardless of source. Some primary suppliers may also serve as voluntary credit creators whereby they may, for example, produce or import low-CI fuels. As such, there may be some overlap between primary suppliers and voluntary credit creators.

The administrative costs incurred by primary suppliers that will result from implementation of the Regulations are primarily tied to learning about the administrative requirements of the Regulations, registering, the ongoing record-keeping requirements, reporting, and third-party verification of reports. The Regulations will require primary suppliers to submit annual compliance reports and to have them verified by third parties. Preparing and submitting the report is estimated to take 32 hours per company per year, and verification by third parties is expected to take roughly 300 hours per company per year. For legal contracting, it is estimated that it will take about four hours on average at a frequency of eight times per company per year. Primary suppliers will also be required to submit a one-time registration report to the Department to register as a primary supplier under the Regulations. In addition, management, scientists, engineers, analysts, accountants, lawyers and auditors will be required to learn about the Regulations. It is assumed that it will take about six hours per company to register and between an average of 16 to 40 hours per company to learn about the administrative requirements of the Regulations.

In the analysis for the proposed Regulations, administrative burden was only calculated for obligated parties and costs imposed on voluntary credit creators were not considered. This approach was taken due to the assumption that non-obligated parties would only enter the credit market when such an action would be profitable. For the final Regulations, voluntary credit creators have been included in the one-for-one analysis to demonstrate that consideration has been taken to limit regulatory burden on businesses, allowing for efficient creation of credits for the credit market.

En vertu du règlement, seuls les fournisseurs principaux seront assujettis aux exigences administratives obligatoires de transmettre des rapports de conformité. Les autres parties, notamment les producteurs et les importateurs de combustible à faible IC, n'ont pas besoin d'unités de conformité pour se conformer au règlement, ils ont la possibilité de créer des unités de conformité et de participer au marché des unités de conformité, ce qui engendrera des coûts administratifs. Aux fins de la présente analyse sur la règle du un pour un, tout fardeau administratif associé à la création d'unités de conformité est estimé et inclus sans égard à la source. Certains fournisseurs principaux peuvent également être des créateurs volontaires d'unités de conformité, notamment en produisant ou en important des combustibles à faible IC. Ainsi, il peut y avoir un certain chevauchement entre les fournisseurs principaux et les créateurs volontaires d'unités de conformité.

Les coûts administratifs encourus par les fournisseurs principaux, qui résulteront de la mise en œuvre du règlement, sont principalement liés à l'apprentissage des exigences administratives du règlement, à l'enregistrement, aux exigences continues de conservation des renseignements, de production de rapports et de vérification des rapports par un tiers. En vertu du règlement, les fournisseurs principaux seront tenus de transmettre des rapports annuels de conformité qui devront être vérifiés par des tiers. On estime que la durée de préparation et de transmission du rapport sera de 32 heures par an pour chaque entreprise, et que la durée de vérification par des tiers sera d'environ 300 heures par an pour chaque entreprise. Pour ce qui est des contrats légaux, on estime que la durée approximative moyenne sera d'environ quatre heures, à raison de huit fois par an pour chaque entreprise. Les fournisseurs principaux devront également transmettre un rapport d'enregistrement unique au Ministère pour s'enregistrer en tant que fournisseur principal en vertu du règlement. En outre, la direction, les scientifiques, les ingénieurs, les analystes, les comptables, les avocats et les vérificateurs devront se renseigner sur le règlement. On fait l'hypothèse que chaque entreprise aura besoin d'environ six heures pour s'enregistrer et de 16 à 40 heures en moyenne pour prendre connaissance des exigences administratives du règlement.

Dans l'analyse du projet de règlement, le fardeau administratif n'avait été calculé que pour les parties réglementées et les coûts imposés aux créateurs volontaires d'unités de conformité n'avaient pas été pris en compte. Cette approche a été adoptée en raison de l'hypothèse selon laquelle les parties non réglementées ne participeraient au marché des unités de conformité seulement si une telle mesure était rentable. Pour la version définitive du règlement, les créateurs volontaires d'unités de conformité ont été inclus dans l'analyse de la règle du « un pour un » afin de démontrer que leur fardeau administratif a été pris en compte afin de limiter le fardeau réglementaire pour les entreprises et de permettre la création efficace des unités de conformité pour le marché d'unités.

Non-regulated entities who participate in the CFR credit market through voluntary credit creation will be subject to administrative requirements and thus will incur some costs associated with these actions. Administrative costs are primarily linked to learning about the administrative requirements of the Regulations, record-keeping, registration, application, reporting, and verification. The Department expects the following industries may find it beneficial to willingly participate in the CFR credit market: Low-CI fuel producers and importers, companies owning natural gas fuelling stations, owners or operators of injection sites for CCS, network operators for public or residential EV charging, site hosts for EV charging, and voluntary credit creators for emerging technology. In total, the Department estimates there could be approximately 111 voluntary credit creators participating in the CFR credit market.

The Regulations will also incorporate the existing volumetric requirements that are in the federal RFR, which currently require an average 5% renewable fuel content in gasoline and 2% renewable fuel content in diesel fuel and heating distillate oil. Incorporating RFR requirements into the Regulations and repealing the RFR itself will not impose new administrative burden on businesses (i.e. the existing RFR requirements will be carried over to the Regulations without change), but this will decrease administrative burden as explained below.

The last compliance period for the RFR will be 2022. The final reporting period will be in 2023, the final roll-out period in 2024, and the RFR will be repealed in 2024. As of 2023, RFR stakeholders (e.g. fossil fuel and renewable fuel producers and importers) will no longer be required to create or maintain new records and submit compliance unit account books. In addition, they will no longer be required to submit reports for Schedule 4 (Annual Report from a Primary Supplier), Schedule 5 (Annual Report from a Participant), and Schedule 7 (Annual Report from a Renewable Fuel Producer or Importer), or complete Schedule 3 (Auditor's Report) auditing as of 2024.

The one-for-one analysis estimates that 30 primary suppliers obligated under the Regulations will incur incremental costs in addition to cost savings from the repeal of the RFR. The net annualized administrative costs for primary suppliers is estimated to be \$228,000, or \$7,500 per

Les entités non réglementées qui participent au marché des unités de conformité établi par le RCP par la création volontaire d'unités de conformité seront assujetties à des exigences administratives et devront donc subir certains coûts associés à ces mesures. Les coûts administratifs sont principalement liés à l'apprentissage des exigences administratives du règlement, à la conservation des renseignements, à l'enregistrement, aux demandes, aux rapports et à la vérification. Le Ministère s'attend à ce que les intervenants suivants trouvent avantageux de participer volontairement au marché des unités de conformité établi par le RCP : les producteurs et importateurs de combustible à faible IC, les entreprises possédant des stations de ravitaillement en gaz naturel, les propriétaires ou exploitants de sites d'injection pour le captage et le stockage du carbone (CSC), les exploitants de réseaux pour la recharge publique ou résidentielle des VE, les hôtes de site de recharge des VE et les créateurs volontaires d'unités de conformité pour les technologies émergentes. Au total, le Ministère estime qu'environ 111 créateurs volontaires d'unités de conformité pourraient participer au marché des unités de conformité établi par le RCP.

Le règlement intègre également les exigences relatives à la teneur en carburant renouvelable énoncées dans le RCR fédéral, qui exige actuellement une teneur moyenne d'au moins 5 % de carburant renouvelable dans l'essence, et d'au moins 2 % de carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage. L'intégration des exigences du RCR dans le règlement et l'abrogation du RCR lui-même n'imposeront pas de nouveau fardeau administratif aux entreprises (c.-à-d. que les exigences actuelles du RCR seront reportées dans le règlement sans changement), mais cela permettra plutôt de réduire le fardeau administratif.

La dernière période de conformité pour le RCR sera l'année 2022. La dernière période de déclaration sera en 2023, la dernière période de rajustement sera en 2024, et le RCR sera abrogé en 2024. À partir de 2023, les intervenants assujettis au RCR (notamment, les producteurs et importateurs de combustibles fossiles et renouvelables) ne seront plus tenus de créer ou de tenir de nouveaux registres et de présenter des livres de comptes d'unités de conformité. En outre, ils ne seront plus tenus de soumettre des rapports sur l'annexe 4 (Rapport annuel des fournisseurs principaux), l'annexe 5 (Rapport annuel des participants au mécanisme d'échange) et l'annexe 7 (Rapport annuel des producteurs ou importateurs de carburant renouvelable), ou de réaliser des vérifications conformément à l'annexe 3 (Rapport du vérificateur) à partir de 2024.

D'après l'analyse de la règle du un pour un, 30 fournisseurs principaux seront assujettis au règlement et subiront des coûts supplémentaires en plus des économies de coûts découlant de l'abrogation du RCR. La valeur nette annualisée des coûts administratifs pour les fournisseurs

business.¹⁰⁸ Businesses that were regulated under the RFR but will not be mandatory regulatees under the Regulations will see net cost savings estimated to be \$105,000, or \$2,500 per business.¹⁰⁹ Total annualized administrative costs for voluntary credit creators are estimated to be \$1.4 million, or \$12,500 per business.¹¹⁰ The costs incurred by voluntary credit creators are expected to be offset by selling credits on the market, leading voluntary credit creators to benefit net of costs from participation in the CFR credit market. Over a 10-year timeframe (2022 to 2031), 30 primary suppliers and an estimated 111 voluntary regulatees will incur net annualized administrative costs estimated to be \$1.5 million annually, or \$11,000 per business.¹¹¹

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 Regulations will contribute to these GHG reduction targets.

International

No other jurisdictions have national regulations that are similar to the Regulations. The EU has a similar policy in place called the Fuel Quality Directive that requires fuel suppliers to reduce lifecycle GHG emissions from fuels by up to 10% by 2020. The Fuel Quality Directive works in tandem with the EU Renewable Energy Directive, which stipulates that the share of biofuels in the transportation sector should be 10% (by energy content) for each member country by 2020. Some aspects of the Regulations will

principaux est estimée à 228 000 dollars, soit 7 500 dollars par entreprise¹⁰⁸. Les entreprises qui étaient réglementées en vertu du RCR mais qui ne sont pas des entités réglementées obligatoires au titre du règlement réaliseront des économies. La valeur nette annualisée des économies est estimée à 105 000 dollars, soit 2 500 dollars par entreprise¹⁰⁹. La valeur nette annualisée des coûts administratifs pour les créateurs volontaires d'unités de conformité est estimée à 1,4 million de dollars, soit 12 500 dollars par entreprise¹¹⁰. Les coûts encourus par les créateurs volontaires d'unités de conformité devraient être compensés par la vente des unités de conformité sur le marché. Ainsi, ces derniers bénéficieront, en termes de coûts nets, de leur participation au marché des unités de conformité établi par le RCP. Sur une période de 10 ans (de 2022 à 2031), 30 fournisseurs principaux et environ 111 créateurs volontaires d'unités de conformité encourront des coûts administratifs nets, dont la valeur annualisée est estimée à 1,5 million de dollars par an, soit 11 000 dollars par entreprise¹¹¹.

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, pour respecter l'objectif visant à limiter la hausse des températures mondiales du présent siècle bien en deçà de 2 °C et à poursuivre les efforts pour la limiter à 1,5 °C. Dans le cadre de ses engagements pris en vertu de l'Accord de Paris, le gouvernement du Canada est déterminé, d'ici 2030, à réduire les émissions de GES de 40-45 % par rapport aux niveaux de 2005. Le règlement contribuera à l'atteinte de ces cibles de réduction des GES.

Échelle internationale

Aucune autre juridiction n'a de réglementation nationale similaire au règlement. L'Union européenne (UE) dispose d'une politique semblable, connue sous le nom Directive sur la qualité des carburants, qui exige des fournisseurs de combustibles qu'ils réduisent leurs émissions de GES tout au long du cycle de vie jusqu'à 10 % d'ici 2020. La Directive sur la qualité des carburants est appliquée conjointement avec la Directive de l'UE sur l'énergie produite à partir des sources renouvelables, qui stipule que la part

¹⁰⁸The non-rounded net increase in annualized average administrative costs for primary suppliers is estimated to be \$228,197, or \$7,606.57 per stakeholder.

¹⁰⁹The non-rounded net decrease in annualized average administrative costs for non-primary supplier RFR regulatees is estimated to be \$104,980, or \$2,560.49 per stakeholder.

¹¹⁰The non-rounded net increase in annualized average administrative costs for voluntary credit creators is estimated to be \$1,410,463, or \$12,706.87 per stakeholder.

¹¹¹The non-rounded net increase in annualized average administrative costs for all mandatory and voluntary regulatees is estimated to be \$1,533,679, or \$10,877.16 per stakeholder.

¹⁰⁸La valeur moyenne annualisée et non-arrondie de l'augmentation nette des coûts administratifs pour les fournisseurs principaux est estimée à 228 197 \$, ou 7 606,57 par intervenant.

¹⁰⁹La valeur moyenne annualisée et non-arrondie de la diminution nette des coûts administratifs pour les entités réglementées en vertu du RFR mais qui ne sont pas des fournisseurs principaux est estimée à 104 980 \$, ou 2 560,49 par intervenant.

¹¹⁰La valeur moyenne annualisée et non-arrondie de l'augmentation nette des coûts administratifs pour les créateurs volontaires d'unités de conformité est estimée à 1 410 463 \$, ou 12 706,87 par intervenant.

¹¹¹La valeur moyenne annualisée et non-arrondie de l'augmentation nette des coûts administratifs pour tous les intervenants (fournisseurs principaux et créateurs volontaires) est estimée à 1 533 679 \$, ou 10 877,16 par intervenant.

align. For example, the Regulations will have similar sustainability criteria as the EU's Fuel Quality Directive in order to mitigate indirect land-use change impacts. However, despite similar objectives, the overall policy approach will differ from the EU.

United States

The United States does not have a national regulation that targets the lifecycle emissions of fossil fuel production. However, it does have the Renewable Fuel Standard (RFS), which requires a minimum volume of renewable fuel content in transportation fuel sold domestically.¹¹² The Regulations do not have any linkage to the RFS, as the two programs will be different in GHG reduction strategies. The Regulations provide an incentive to increase low-carbon fuel blending; however, the obligated parties will determine lifecycle carbon-intensity strategies.

California and Oregon have also enacted regulations that target CI reductions. California's Low Carbon Fuel Standard (LCFS) was enacted in 2007, with a target of reducing the CI of transportation fuels at least 10% by 2020. In 2018, the California Air Resource Board approved amendments to the regulation, which requires fuel suppliers to reduce the CI of transportation fuels (fossil fuels and those replacing them) they supply by at least 20% by 2030, from a 2010 baseline. Oregon's Clean Fuel Program took effect in 2016 and requires a reduction in the annual average CI of Oregon's transportation fuels (gasoline and diesel) by 10% from the 2015 level by 2025. It has similar objectives and approaches to California's Low Carbon Fuel Standard and the Regulations.

On June 26, 2019, the Minister of Environment and the Chair of the California Air Resources Board signed a new cooperation agreement to advance clean transportation. The agreement commits Canada and California to work together on their respective regulations to cut down on GHG pollution. Canada and California also committed to share best practices and technical information about regulating cleaner fuels, building on California's Low Carbon

des biocarburants dans le secteur des transports devrait être de 10 % (par contenu énergétique) pour chaque État membre d'ici 2020. Certains aspects du règlement seront harmonisés avec l'approche européenne. Par exemple, le règlement comprendra des critères de durabilité semblables à ceux de la Directive sur la qualité des carburants de l'UE afin d'atténuer les incidences des changements indirects dans l'utilisation des terres. Cependant, malgré des objectifs similaires, l'approche politique globale sera différente de celle de l'UE.

États-Unis

Les États-Unis ne disposent pas d'un règlement national qui cible les émissions au cours du cycle de vie de la production des combustibles fossiles. Toutefois, ils ont mis en place la Renewable Fuel Standard (Norme sur les carburants renouvelables), qui exige un volume minimal de combustibles renouvelables dans les carburants de transport vendus à l'échelle nationale¹¹². Le règlement n'a aucun lien avec la Renewable Fuel Standard, car les deux programmes sont différents par rapport à leurs stratégies de réduction des GES. Le règlement offre un incitatif visant à accroître la teneur en combustibles à faible IC; toutefois, les parties visées par les exigences établiront leur propre stratégie relative à l'IC au cours du cycle de vie.

La Californie et l'Oregon ont aussi adopté des dispositions réglementaires qui ont comme objectif des réductions de l'IC. La Low Carbon Fuel Standard (norme LCFS) de la Californie a été adoptée en 2007, et son objectif est de réduire l'IC des carburants de transport au moins de 10 % d'ici 2020. En 2018, la California Air Resource Board a approuvé des modifications au règlement, qui exigent des fournisseurs de carburants qu'ils réduisent d'au moins 20 % d'ici 2030 l'IC sur le cycle de vie des carburants utilisés pour le transport en Californie par rapport aux niveaux de 2010. Le Programme des combustibles propres de l'État de l'Oregon est entré en vigueur en 2016 et exige une réduction de la moyenne annuelle de l'IC des combustibles de transport en Oregon (essence et diesel) de 10 % par rapport aux niveaux de 2015 d'ici 2025. Le programme comprend des objectifs et des approches semblables à ceux de la norme Low Carbon Fuel Standard et du règlement.

Le 26 juin 2019, le ministre de l'Environnement et le président de la California Air Resources Board ont signé un protocole d'entente de collaboration pour faire avancer le dossier des transports non polluants. Selon le protocole, le Canada et la Californie s'engagent à travailler ensemble à l'élaboration de leur réglementation respective pour réduire la pollution causée par les émissions de GES. Le Canada et la Californie sont aussi déterminés à

¹¹²Renewable Fuel Standard, U.S. Department of Energy

¹¹²Renewable Fuel Standard, U.S. Department of Energy (disponible en anglais seulement)

Fuel Standard, Canada is also developing the Regulations as part of this initiative.¹¹³

Despite similar objectives and approaches, the Regulations have several design elements specific to Canada. One such variation is the accounting of land use change while determining lifecycle CI of fuels. The California and Oregon regimes also differ partly because the Regulations are targeting fuels not limited to transportation. The Regulations and the California and Oregon programs have no interactions in the credit trading system.

Provinces and territories

The PCF was adopted by the Prime Minister and most First Ministers in December 2016. It sets out a collective plan to reduce GHG emissions, grow the economy and adapt to climate change. The Regulations will be implemented as part of the PCF.

The Regulations aim to ensure compatibility with other federal and provincial policies such as federal and provincial carbon pricing systems, and BC's RLCFRR and were designed with input from provincial and territorial jurisdictions as well as other federal programs to align as best possible with evolving climate change objectives to provide investment signals that are consistent. The Regulations are not anticipated to cause any barriers to inter-provincial trade of low-carbon fuels or fossil fuels, given the national scope of the regulations and the compatibility with provincial systems.

Participants can create and bank credits for actions that include current federal and provincial renewable fuel regulatory requirements and BC's RLCFRR and were designed with input from provincial and territorial jurisdictions as well as other federal programs to align as best possible with evolving climate change objectives to provide investment signals that are consistent. The Regulations are not anticipated to cause any barriers to inter-provincial trade of low-carbon fuels or fossil fuels, given the national scope of the regulations and the compatibility with provincial systems. For GHG emission reduction projects, the Regulations recognize the following projects

échanger des pratiques exemplaires et des renseignements techniques sur la réglementation des combustibles moins polluants, en s'appuyant sur la norme Low Carbon Fuel Standard de la Californie, et le Canada travaille aussi à l'élaboration du règlement dans le cadre de cette initiative¹¹³.

Malgré des objectifs et des approches semblables, le règlement comprend plusieurs éléments de conception uniques au Canada. L'une de ces différences est la comptabilisation des changements dans l'utilisation des terres tout en déterminant l'IC sur le cycle de vie des combustibles. Les régimes de la Californie et de l'Oregon diffèrent aussi en partie du règlement, car ce dernier vise les combustibles sans se limiter au secteur des transports. Le règlement et les programmes de la Californie et de l'Oregon n'ont aucune interaction dans le système d'échange de crédits.

Provinces et territoires

Le Cadre pancanadien sur la croissance propre et le changement climatique (CPC) a été adopté par le premier ministre du Canada et la majorité des premiers ministres provinciaux et territoriaux en décembre 2016. Ce cadre établit un plan collectif pour réduire les émissions de GES, faire croître l'économie et favoriser l'adaptation aux changements climatiques. Le règlement s'inscrira dans la mise en œuvre du CPC.

Le règlement veille aussi à assurer la compatibilité avec les autres politiques fédérales et provinciales, comme les systèmes de tarification de la pollution par le carbone des gouvernements fédéral et provinciaux et le RLCFRR, et a été développé à partir des suggestions des provinces et territoires ainsi que d'autres programmes fédéraux afin de s'aligner le mieux possible avec l'évolution des objectifs climatiques et d'offrir des signaux d'investissement cohérents. Étant donné la portée nationale du règlement et sa compatibilité avec les systèmes provinciaux existants, le règlement ne devrait pas poser d'obstacles au commerce interprovincial des combustibles fossiles ou à faible IC.

Les participants peuvent créer et accumuler des unités de conformité pour les mesures qui respectent les exigences réglementaires actuelles des gouvernements fédéral et provinciaux pour les combustibles renouvelables et le RLCFRR de la Colombie-Britannique. En ce qui a trait aux projets de réduction des émissions de GES, le règlement reconnaît l'admissibilité à la création d'unités de conformité des projets suivants qui réduisent l'IC des combustibles fossiles :

- Les projets qui permettent la création d'unités de conformité en vertu des systèmes de tarification de la

¹¹³News release from Environment and Climate Change Canada. "Canada and California team up to tackle vehicle climate pollution." June 26, 2019.

¹¹³Publication d'une nouvelle d'Environnement et Changement climatique Canada, le 26 juin 2019. « Le Canada et la Californie font équipe pour lutter contre la pollution climatique causée par les véhicules. »

that reduce the CI of fossil fuels as eligible for credit creation:

- a project that enables the creation of credits under federal, provincial or territorial carbon pollution pricing systems; and
- a project that meets the criteria for reducing the CI of fossil fuel throughout its lifecycle (Compliance Category 1) and that creates credits under BC's RLCFRR, such as co-processing biocrudes at a refinery.

The Regulations allow for credit creation opportunities, even if a given project generates credits in another program (e.g. federal or provincial offset programs). However, it is important to note that different programs may decide not to provide credits for the same actions. Stakeholders seeking clarity should contact the programs they are interested in to determine if CFS credit creation will make a project ineligible for that particular program.

Quantification methods developed for credits in Compliance Category 1 are available and will be maintained by the Department. New quantification methods will be developed by a team of technical experts including departmental representatives and reviewed by a broader consultative committee that includes stakeholders in industry, academia, other technical experts, etc. The development of new methodologies will take into consideration existing emission reduction accounting methodologies or offset protocols in other jurisdictions including offset protocols in provinces and territories. In development of the quantification methods, the Department will consider alignment of the CFS quantification methods with offset protocols of other jurisdictions; however, it is expected that the quantification approaches will differ on a national level when compared to provincial or territorial specific quantification methods. The Minister will make the final determination on the addition of any new quantification methods, after having consulted the broader committee of technical experts.

Rationale

GHGs are primary contributors to climate change. The extraction, processing and combustion of fossil fuels is one of the largest sources of GHG emissions in Canada. Canada now intends to reduce GHG emissions by 40–45% below 2005 levels by 2030 and achieve the goal of net-zero emissions by 2050. Canada also made a commitment with provinces and territories to reduce GHGs under the PCF. To achieve these goals, a number of GHG reduction

pollution par le carbone des gouvernements fédéral, provinciaux ou territoriaux.

- Les projets qui respectent les critères pour la réduction de l'IC des combustibles fossiles le long du cycle de vie (la catégorie de conformité 1) et qui créent des crédits en vertu du RLCFRR de la Colombie-Britannique, comme le traitement conjoint des biobruts dans une raffinerie.

Le règlement offre des occasions de création d'unités de conformité, même si un projet donné crée des crédits dans un autre programme (par exemple des programmes de crédits compensatoires fédéraux ou provinciaux). Toutefois, il est important de souligner que différents programmes pourraient décider de ne pas accorder de crédits pour les mêmes mesures. Les intervenants qui veulent obtenir des précisions à ce sujet devraient communiquer avec les responsables des programmes qui les intéressent pour déterminer si la création d'unités de conformité au titre du règlement rendra le projet inadmissible à ce programme particulier.

Des méthodes de quantification conçues pour les unités de conformité de la catégorie de conformité 1 sont disponibles et seront mises à jour par le Ministère. De nouvelles méthodes de quantification seront élaborées par une équipe d'experts techniques, notamment des représentants du Ministère, et seront examinées par un comité consultatif élargi qui comprend des intervenants de l'industrie, du milieu universitaire, d'autres experts techniques, etc. L'élaboration de nouvelles méthodes prendra en compte les méthodes existantes de comptabilisation de réduction des émissions ou les protocoles de compensation existants dans d'autres administrations, notamment les protocoles de compensation dans les provinces et les territoires. Lors de l'élaboration des méthodes de quantification pour le règlement, le Ministère considérera l'harmonisation des méthodes de quantification avec les protocoles de compensation provenant d'autres administrations; toutefois, on s'attend à ce que les approches nationales en matière de quantification soient différentes des méthodes de quantification propres aux provinces ou aux territoires. Le Ministère prendra la décision définitive concernant l'ajout de toute nouvelle méthode de quantification après avoir consulté le comité élargi d'experts techniques.

Justification

Les GES sont les principaux facteurs contribuant aux changements climatiques. L'extraction, le traitement et la combustion des combustibles fossiles comptent parmi les sources les plus importantes d'émissions de GES au Canada. Le Canada a désormais l'intention de réduire les émissions de GES de 40-45 % par rapport aux niveaux de référence de 2005, d'ici 2030 et d'atteindre la cible de zéro émission nette d'ici 2050. Le Canada s'est aussi engagé

measures have been implemented or proposed, including the Regulations.

The Regulations require liquid fossil fuel primary suppliers (i.e. producers and importers) to reduce the CI of the gasoline and diesel they produce and import in Canada by 14 gCO₂e/MJ from 2016 intensity levels by 2030. The Regulations are intended to be a flexible, performance-based policy tool that reduces the CI of liquid fossil fuels supplied in Canada. The Regulations incorporate, but also improve upon the federal RFR by allowing more compliance flexibility and by incentivizing renewable and other clean fuels with the lowest CI. The Regulations are also complementary to carbon pricing as they provide an additional incentive to reduce GHG emissions by reducing the CI of liquid fuels, which are primarily used in the transportation sector, thereby driving reduced emissions from transportation beyond what will be achieved by carbon pricing alone.

Since February 2017, the Department has held extensive consultation sessions with stakeholders and provincial partners on the Regulations. Participation from industry stakeholders included fossil fuel producers and suppliers, low-carbon fuel producers and suppliers, emission-intensive and trade-exposed (EITE) sectors, and various industry associations. Participation from non-industry stakeholders included provinces, territories, ENGOs and associations representing Indigenous Peoples. Stakeholders expressed a diverse range of views prior to prepublication of the Regulations. ENGOs and stakeholders in the low-carbon energy sectors have indicated support for the Regulations while provincial governments and stakeholders in the oil and gas sector have raised concerns about the costs of compliance. The Department has made a number of changes to the proposal in response to feedback received.

The Regulations are made under the Fuels Division in Part 7 of CEPA 1999. Consistent with the requirements of this Division, the Governor in Council is of the opinion that they will make a significant contribution to the prevention of, or reduction in, air pollution. Cumulative GHG emission reductions attributable to the Regulations are estimated to range, over the period of 2022 and 2040, from 151 to 267 megatonnes of carbon dioxide equivalent (Mt CO₂e), with a central estimate of approximately 204 Mt.

avec les provinces et les territoires à réduire les GES en vertu du Cadre pancanadien (CPC). Pour atteindre ces objectifs, un certain nombre de mesures de réduction des GES ont été mises en œuvre ou proposées, y compris le règlement.

Le règlement exige des fournisseurs principaux de combustibles liquides fossiles (c'est-à-dire les producteurs et les importateurs) qu'ils réduisent l'IC de l'essence et du diesel qu'ils produisent et importent au Canada de 14 g éq. CO₂/MJ par rapport au niveau d'intensité de 2016, d'ici 2030. Le règlement se veut un outil politique flexible et basé sur le rendement qui réduit l'IC des combustibles fossiles liquides fournis au Canada. Le règlement intègre, mais améliore également le RCR fédéral en permettant une plus grande flexibilité de conformité et en encourageant les combustibles renouvelables et d'autres combustibles qui ont des IC très faibles. Le règlement est également complémentaire à la tarification de la pollution par le carbone, car il fournit un incitatif supplémentaire à réduire les émissions de GES en réduisant l'IC des combustibles liquides, qui sont principalement utilisés dans le secteur des transports, menant à des réductions d'émissions de GES dans les transports qui vont au-delà de ce que la taxation par la pollution sur le carbone pourra générer seule.

Depuis février 2017, le Ministère a mené de vastes séances de consultation auprès des intervenants et des partenaires provinciaux au sujet du règlement. Les intervenants de l'industrie suivants ont participé aux consultations : les producteurs et les fournisseurs de combustibles fossiles, les producteurs et les fournisseurs de combustibles à faible IC, ainsi que les industries à forte intensité d'émissions et les industries exposées au commerce et diverses associations industrielles. Les intervenants qui ne font pas partie de l'industrie comprenaient les provinces, les territoires, les ONGE et des associations représentant les peuples autochtones. Les intervenants ont exprimé une diversité de points de vue avant la publication préalable du règlement. Les ONGE et les intervenants des secteurs de l'énergie à faible IC ont indiqué qu'ils appuyaient le règlement, tandis que certains gouvernements provinciaux et les intervenants du secteur pétrolier et gazier ont exprimé des préoccupations au sujet des coûts de conformité. Le Ministère a apporté un certain nombre de changements à la proposition en réponse aux commentaires reçus.

Le règlement relève de la section des combustibles de la partie 7 de la LCPE (1999). Conformément aux exigences de cette section, le gouverneur en conseil est d'avis qu'il apportera une contribution importante à la prévention ou à la réduction de la pollution de l'air. Les réductions cumulatives d'émissions de GES attribuables au règlement sont estimées, durant la période de 2022 à 2040, être de 151 à 267 mégatonnes d'équivalent dioxyde de carbone (Mt CO₂e), l'estimation centrale étant d'environ 204 Mt.

To achieve these GHG emission reductions, it is estimated that the Regulations will result in societal costs that range from \$22.6 to \$46.0 billion, with a central estimate of \$30.7 billion. Therefore, the GHG emission reductions will be achieved at an estimated societal cost per tonne between \$111 to \$186, with a central estimate of \$151. To evaluate the central case results, a break-even analysis was conducted that compares the societal cost per tonne of the Regulations to the value of the social cost of carbon (SCC) in 2021 (estimated at \$52/tCO₂) as per TBS guidance, and more recently published estimates of the SCC value in 2022, found in the academic literature ranging between \$57 and \$443/tCO₂. The Department's current SCC has not been updated since 2013 and it is reasonable to conclude, looking at the key factors driving increases in more recently published academic estimates of the SCC, that an updated departmental SCC will result in a value that is higher than \$52/tCO₂ in 2021. Based on a peer review and using the range of SCC estimates in the academic literature, it is reasonable to conclude that the GHG benefits of the Regulations will be greater than its costs.

The Regulations will increase production costs for primary suppliers, which will increase prices for liquid fuel consumers, households and industrial users. Credit creation will also generate revenue for low-carbon energy suppliers, which will make low carbon energy sources such as electricity less expensive in comparison. This will lead to decreased end-use demand for fossil fuels and increased end-use demand for lower carbon energy sources, thereby reducing national GHG emissions. To evaluate the impact of price effects due to the Regulations on Canadian economic activity and GHG emissions, a macroeconomic analysis was completed. When price effects are taken into account, in 2030, it is estimated that the Regulations will result in an overall GDP decrease of up to \$9.0 billion (or up to 0.3% of total GDP) while reducing up to 26.6 Mt of GHG emissions, using an upper bound scenario where all credits are sold at the marginal cost per credit.

The Regulations work in combination with other federal, provincial, and territorial climate change policies to create an incentive for firms to invest in innovative technologies and fuels by setting long-term, predictable and stringent targets. Moreover, the long-term nature of the Regulations and the increase in the CI reduction requirement between 2023 and 2030 will allow time for investment to take place and may give investors the certainty needed to make investments in clean technologies, production facilities, and infrastructure required for longer-term

Pour atteindre ces réductions d'émissions de GES, on estime que le règlement entraînera des coûts pour la société variant de 22,6 à 46,0 milliards de dollars, l'estimation centrale étant de 30,7 milliards de dollars. Par conséquent, les réductions des émissions de GES seront réalisées à un coût pour la société estimé entre 111 \$ et 186 \$/t d'éq. CO₂, l'estimation centrale étant de 151 \$/t d'éq. CO₂. Pour évaluer les résultats de l'estimation centrale, une analyse du seuil de rentabilité a été effectuée, qui compare le coût par tonne du règlement pour la société avec la valeur ministérielle du coût social du carbone (CSC) en 2021 (estimé à 52 \$/t d'éq. CO₂), tel qu'il est prescrit par le SCT et avec les estimations plus récemment publiées de la valeur du CSC en 2022, provenant des publications universitaires variant entre 57 \$ et 443 \$/t d'éq. CO₂. Le CSC actuel pour le Ministère n'a pas été mis à jour depuis 2013 et il est raisonnable de conclure, en analysant les principaux facteurs sous-jacents à ces augmentations dans les estimations récemment publiées dans des articles universitaires concernant le CSC, qu'une mise à jour du CSC ministériel donnera une valeur supérieure à 52 \$/t d'éq. CO₂ en 2021. Selon un examen par des pairs et en utilisant la plage des estimations du CSC dans les publications universitaires, il est raisonnable de conclure que les avantages du règlement associés aux réductions des émissions de GES excéderont les coûts.

Le règlement ferait augmenter les coûts de production des fournisseurs principaux, ce qui fera augmenter les prix pour les consommateurs de combustibles fossiles, les ménages et les utilisateurs industriels. Les revenus générés par la création d'unités de conformité rendront les sources d'énergie à faible IC comme l'électricité relativement moins coûteuses, en comparaison. Cela entraînera une réduction de la demande de combustibles fossiles et une augmentation de la demande de sources d'énergie à faible IC, ayant pour résultat de réduire les émissions de GES au Canada. Une analyse macroéconomique a été effectuée pour évaluer l'impact du règlement et de l'effet de la variation des prix relatifs sur les prix sur l'activité économique canadienne et les émissions de GES. Lorsqu'on tient compte de ces effets de prix, il est estimé que le règlement entraînera une baisse du PIB du Canada d'au plus 9,0 milliards de dollars (ou d'au plus 0,3 % du PIB du Canada) de même qu'une réduction d'au plus 26,6 Mt d'émissions de GES en 2030, en utilisant un scénario de limite supérieure où toutes les unités de conformité sont vendues au coût marginal par unité.

Le règlement fonctionne en conjonction avec d'autres politiques fédérales, provinciales et territoriales sur les changements climatiques pour créer un incitatif pour les entreprises à investir dans les technologies et les combustibles novateurs en établissant des cibles de réduction à long terme, prévisibles et rigoureuses. En outre, la nature à long terme du règlement et l'augmentation progressive de l'exigence de la réduction de l'IC entre 2023 et 2030 fourniront plus de temps à la réalisation d'investissements et pourront donner aux investisseurs la certitude requise

decarbonization. The broad range of compliance strategies allowed under the Regulations provide flexibility to fossil fuel suppliers in choosing the lowest cost compliance actions available. If the Regulations induce more long-term innovation and economies of scale than currently estimated, they could result in lower costs and greater benefits, particularly over a longer time frame.

In addition, many Canadians view climate change as a global issue that requires Canada's leadership to encourage other countries to participate in collective action to exceed the Paris Agreement's central objective to limit global temperatures to well below 2 °C and pursue efforts to limit it to 1.5 °C, in addition to achieving the goal of net-zero emissions by 2050. Canada's 2030 Paris commitment and net-zero 2050 goal require multiple policies, including the Regulations. If the Regulations are not implemented, then a policy alternative will need to be identified that could achieve the same amount of GHG emission reductions in order for Canada to exceed its 2030 commitment and achieve its 2050 goal.

Strategic environmental assessment

The Regulations have been developed under the PCF. A strategic environmental assessment (SEA) was completed for this framework in 2016.¹¹⁴ The SEA concluded that proposals under the framework will reduce GHG emissions and are in line with the 2016–2019 Federal Sustainable Development Strategy (FSDS) goal of effective action on climate change.¹¹⁵

Implementation, compliance and enforcement, and service standards

Credit creation may be eligible upon registration of the Regulations. Reduction requirements for gasoline and diesel will begin for primary suppliers in July 2023. The Department will proactively communicate with known primary suppliers and potential voluntary credit creators, as well as industry associations for these sectors, to ensure a maximum number of potential participants are aware of the publication of the Regulations as well as relevant reporting requirements and deadlines.

pour faire des investissements dans des technologies propres, des installations de production et des infrastructures nécessaires pour une décarbonation à plus long terme. Le large éventail de stratégies de conformité autorisées en vertu du règlement offre la flexibilité aux fournisseurs de combustibles fossiles de choisir les mesures de conformité les moins coûteuses disponibles. Si le règlement entraîne plus d'innovation à long terme et d'économies d'échelle que ce qui est prévu dans l'estimation présentée dans cette analyse, le règlement pourrait entraîner des avantages plus importants et une baisse des coûts, en particulier sur une période plus longue.

De plus, bon nombre de Canadiens considèrent les changements climatiques comme une question d'importance mondiale qui exigent du Canada qu'il joue un rôle de chef de file pour inviter les autres pays à participer à des mesures collectives pour excéder l'objectif fondamental de l'Accord de Paris, limiter les températures mondiales bien en deçà de 2 °C et poursuivre les efforts pour les limiter à 1,5 °C, en plus d'atteindre la cible de zéro émission nette d'ici 2050. L'engagement du Canada en vertu de l'accord de Paris pour 2030 et l'objectif de zéro émission nette en 2050 nécessitent plusieurs politiques, y compris le règlement. Si le règlement n'est pas mis en œuvre, il faudra alors identifier une stratégie alternative qui pourrait permettre d'atteindre les mêmes réductions d'émissions de GES afin que le Canada dépasse son engagement de 2030 et atteigne sa cible de 2050.

Évaluation environnementale stratégique

Le règlement a été élaboré dans le contexte du Cadre pan-canadien. Une évaluation environnementale stratégique (EES) de ce cadre a été réalisée en 2016¹¹⁴. L'EES a conclu que les propositions en vertu du cadre contribueront à la réduction des émissions de GES et sont compatibles avec l'objectif de la Stratégie fédérale de développement durable (SFDD) 2016-2019 visant à prendre des mesures efficaces pour contrer les changements climatiques¹¹⁵.

Mise en œuvre, conformité et application, et normes de service

La création d'unités de conformité peut être admissible à partir de l'enregistrement du règlement. Les exigences de réduction des émissions de l'essence et du diesel commenceront à s'appliquer aux fournisseurs principaux en juillet 2023. Le Ministère communiquera de manière proactive avec les fournisseurs principaux connus, les créateurs volontaires potentiels d'unités de conformité et les associations industrielles de ces secteurs pour faire en sorte que le plus grand nombre de participants possibles soient informés de la publication du règlement, des exigences en

¹¹⁴Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change: Strategic Environmental Assessment

¹¹⁵Achieving a Sustainable Future: A Federal Sustainable Development Strategy for Canada

¹¹⁴Cadre pancanadien pour la croissance propre et le changement climatique : évaluation environnementale stratégique

¹¹⁵Réaliser un avenir durable : Stratégie fédérale de développement durable pour le Canada

Implementation and compliance

Implementation will start once the Regulations are registered and continue throughout the life of the program, evolving to adapt to changing markets and technologies. A rigorous compliance verification process, relying on reports and records, will be in place to monitor creation of compliance credits, annual reduction requirements and the credit trading system. Compliance activities are targeted at raising awareness and assisting the regulated community in achieving a high level of overall compliance as early as possible during the regulatory implementation process. Significant client services are required to develop compliance promotion material and respond to inquiries. In addition, the requirements set out in the Regulations are designed to be evergreen and adapt quickly to changing markets and technologies through the quantification methods and the Fuel LCA Model, which are outside the Regulations and do not require a regulatory amendment to change.

Outreach for regulated parties

Engagement will continue and need to remain responsive throughout implementation, especially in initial years as regulated parties register under the Regulations and require guidance. This would include responses to inquiries and regular compliance promotion activities (e.g. information sessions, workshops and training) to ensure that the requirements of the Regulations are well understood. Compliance promotion information such as web content, guidance material and frequently asked questions (FAQs) will be developed.

Development and review of quantification methods for GHG emission reduction projects

New quantification methods will be developed as new technologies are adopted and new project types are carried on in the oil and gas sector. The quantification methods are developed by the Department or a team of technical experts which includes departmental representatives. The development process involves consultations with stakeholders in industry, academia, provinces and other technical experts. Existing quantification methods may be reviewed when a project type is no longer considered additional, including when new legislation is implemented or existing legislation is amended impacting activities associated with the quantification methods.

matière de production de rapports et des échéances importantes.

Mise en œuvre et conformité

La mise en œuvre commencera dès l'enregistrement du règlement et se poursuivra tout au long de la durée du programme, en évoluant pour s'adapter aux changements du marché et des technologies. Un processus rigoureux de vérification de la conformité, s'appuyant sur des rapports et des renseignements consignés, sera mis en place pour surveiller la création d'unités de conformité, le respect des exigences de réduction des émissions et le système d'échange des unités de conformité. Les activités de conformité visent à sensibiliser la collectivité réglementée et à l'aider à atteindre un niveau élevé de conformité globale le plus tôt possible au cours du processus de mise en œuvre du règlement. Un nombre important de services à la clientèle est nécessaire pour élaborer des documents de promotion de la conformité et répondre aux demandes de renseignements. En outre, les exigences énoncées dans le règlement sont conçues pour être toujours d'actualité et s'adapter rapidement à l'évolution des marchés et des technologies grâce aux méthodes de quantification et au modèle ACV des combustibles, qui sont maintenus à l'extérieur du règlement et ne nécessitent donc pas de modification du règlement pour être modifiés.

Sensibilisation des parties réglementées

La mobilisation se poursuivra et devra rester réactive tout au long de la mise en œuvre, en particulier lors des premières années, alors que les parties réglementées doivent s'enregistrer en vertu du règlement et auront besoin d'orientation. Il s'agira notamment de répondre aux demandes de renseignements et de mener régulièrement des activités de promotion de la conformité (par exemple séances d'information, ateliers et formation) pour s'assurer que les exigences du règlement sont bien comprises. Des documents de promotion de la conformité, tels que des pages Web, des lignes directrices et des foires aux questions (FAQ), seront élaborés.

Élaboration et examen de méthodes de quantification pour les projets de réduction des émissions de GES

De nouvelles méthodes de quantification seront élaborées au fur et à mesure de l'adoption de nouvelles technologies et de la réalisation de nouveaux types de projets dans le secteur des hydrocarbures. Les méthodes de quantification sont élaborées par le Ministère ou une équipe d'experts techniques qui comprend des représentants du Ministère. Le processus d'élaboration implique des consultations avec les intervenants de l'industrie, le milieu universitaire, les provinces et d'autres experts techniques. Les méthodes de quantification actuelles peuvent être examinées lorsqu'un type de projet n'est plus considéré comme additionnel, notamment lorsqu'une nouvelle loi est mise en œuvre ou qu'une loi existante est modifiée,

Development and implementation of an online platform for reporting instruments

The Clean Fuel Regulations Credit and Tracking (CATS) is the IT system underpinning the Regulations. The system will consist of the following components: registration of all regulated parties, applications for projects and CI values, reporting systems for all regulated parties and third-party verification bodies, and facilitation of the credit and tracking system. Trainings on CFR CATS will be organized for regulated parties.

Fuel LCA Model

The Government of Canada Fuel Life Cycle Assessment (LCA) Model, developed by the Department, supports the implementation of the Regulations. The Fuel LCA Model is used in all three compliance categories to determine facility-specific CI values for low-CI fuels, material inputs and energy sources. A Stakeholder Technical Advisory Committee (STAC) provides advice and support to the Department via technical recommendations pertaining to the ongoing advancement and maintenance of the Fuel LCA Model. The STAC is composed of members from industry, academia, the Government of Canada, and ENGOs that have expertise in life cycle inventory, life cycle impact assessment or GHG quantification.

Land use and biodiversity criteria

Reviews of applications for legislative recognition from international jurisdictions on land use and biodiversity criteria will take place, as well as monitoring and reviewing legislative frameworks and sustainability of biofuel feedstocks to determine their ongoing eligibility for credit creation.

Review and approval of applications and quarterly and annual reports

Reports and applications will be reviewed as they are received to ensure compliance with the Regulations. The review of reports and applications will inform compliance promotion activities and these activities would be adjusted according to compliance analyses or if unforeseen compliance challenges arise. As the regulated community becomes more familiar with the requirements

ce qui a une incidence sur les activités associées aux méthodes de quantification.

Élaboration et mise en œuvre d'une plateforme en ligne pour la production de rapports

Le Système de création et de suivi des crédits du Règlement sur les combustibles propres (SCSC) est le système de technologie de l'information qui supporte le règlement. Le système comportera les éléments suivants : enregistrement de toutes les parties réglementées, demandes relatives aux projets et aux valeurs d'IC, systèmes de production de rapports pour l'ensemble des parties réglementées et des organismes de vérification tiers, et facilitation du système de création et de suivi des unités de conformité. Des formations sur le SCSC pour le RCP seront offertes aux parties réglementées.

Modèle ACV des combustibles

Le Modèle d'analyse du cycle de vie (ACV) des combustibles du gouvernement du Canada, élaboré par le Ministère, appuie la mise en œuvre du règlement. Le modèle ACV des combustibles est utilisé dans les trois catégories de conformité pour déterminer les valeurs d'IC propres à chaque installation en ce qui concerne les combustibles à faible IC, les apports matériels et les sources d'énergie. Un Comité consultatif technique des intervenants (CCTI) fournit des conseils et un soutien au Ministère sous la forme de recommandations techniques portant sur la mise au point et le maintien du Modèle ACV des combustibles. Le CCTI est composé de membres de l'industrie, du milieu universitaire, du gouvernement du Canada et d'ONGE qui possèdent une expertise dans les domaines des inventaires sur le cycle de vie, des études d'impact sur le cycle de vie ou de la quantification des émissions de GES.

Critères liés à l'utilisation des terres et à la biodiversité

On procédera à des examens des demandes de reconnaissance législative de juridictions internationales portant sur les critères liés à l'utilisation des terres et à la biodiversité, et on mènera des activités de surveillance et d'examen des cadres législatifs et de la durabilité des charges d'alimentation des biocombustibles pour déterminer leur admissibilité continue à la création d'unités de conformité.

Examen et approbation des demandes et des rapports trimestriels et annuels

Les demandes et les rapports seront examinés au fur et à mesure de leur disponibilité pour garantir la conformité au règlement. L'examen des demandes et des rapports servira à orienter les activités de promotion de la conformité et ces activités seront adaptées en fonction des analyses de conformité ou si des difficultés imprévues en matière de conformité se présentent. Au fur et à mesure

of the Regulations, compliance promotion activities are expected to decline to a maintenance level.

Quality assurance program for third party verification and certification program

The Regulations require applications and reports to be verified by a third party. Regulated parties will be required to obtain a report from an independent, accredited third-party verification body stating whether the information submitted is complete, compliant with the requirements of the Regulations, and credits and obligations are accurate and without material error. An accreditation program for third-party verifiers is being developed via collaborative work with accreditation bodies.

Review of the Regulations

Given the continually evolving market dynamics/credit creation opportunities, the Department will monitor and review market conditions on an ongoing basis. A review of the Regulations will be undertaken, per the Department's regular practice and in line with the Cabinet Directive on Regulation. This review will conclude five years after the Regulations come into force, and will include a review of provisions on CI limits and credit creation opportunities.

Enforcement

As the Regulations are made under CEPA, enforcement officers would, when verifying compliance, apply the Compliance and Enforcement Policy (the Policy) for CEPA. The Policy sets out the range of possible enforcement responses to alleged violations. If an enforcement officer discovers an alleged violation following an inspection or investigation, the officer would choose the appropriate enforcement action based on the Policy. The Regulations also make related amendments to the *Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Regulations* (EVAMPR). This will enable enforcement officers to issue an administrative monetary penalty (AMP) for certain violations under the Regulations. AMPs are penalties designed to create a financial disincentive to non-compliance with designated legislative requirements and to supplement existing enforcement measures. EVAMPR also specifies the method used to calculate the amount of the AMP, including baseline penalty amounts for different types of violations and violators, and aggravating factors, that, if applicable, may increase the amount of the penalty.

que la collectivité réglementée se familiarisera avec les exigences du règlement, il est prévu que les activités de promotion de la conformité soient réduites à un niveau de maintien.

Programme d'assurance de la qualité pour le programme de vérification et de certification par des tiers

Le règlement exige que les demandes et les rapports soient vérifiés par un tiers. Les parties réglementées devront obtenir un rapport produit par un organisme de vérification tiers accrédité, qui indiquera si les renseignements soumis sont exhaustifs, conformes aux exigences du règlement, et si les unités de conformité et les obligations sont exactes et exemptes d'erreurs importantes. Un programme d'accréditation des organismes de vérification tiers est en cours d'élaboration en collaboration avec les organismes d'accréditation.

Examen du règlement

Compte tenu de l'évolution constante de la dynamique de marché et des possibilités liées à la création d'unités de conformité, le Ministère surveillera et examinera les conditions de marché de façon continue. On procédera à un examen du règlement conformément aux pratiques habituelles du Ministère et à la Directive du Cabinet sur la réglementation. Cet examen s'achèvera cinq ans après l'entrée en vigueur du règlement et comportera un examen des dispositions sur les limites d'IC et des possibilités liées à la création d'unités de conformité.

Application de la loi

Étant donné que le règlement est pris en vertu de la LCPE, les agents chargés de l'application de la loi appliqueraient la Politique d'observation et d'application de la LCPE lors des vérifications de la conformité. La Politique établit l'éventail des mesures d'application possibles en cas d'infractions présumées. Si un agent chargé de l'application de la loi constate une infraction présumée à la suite d'une inspection ou d'une enquête, il doit choisir la mesure d'application de la loi appropriée en fonction de la Politique. Le règlement apporte également des modifications connexes au *Règlement sur les pénalités administratives en matière d'environnement* (RPAE). Cela permettra aux agents chargés de l'application de la loi d'infliger une sanction administrative pécuniaire (SAP) au titre de certaines infractions au règlement. Les SAP sont des pénalités qui visent à dissuader financièrement les contrevenants de ne pas se conformer aux exigences législatives, et complètent les mesures existantes en matière d'application de la loi. Le RPAE précise également la méthode utilisée pour calculer le montant des SAP, notamment les montants de base des sanctions correspondant aux différents types d'infractions et de contrevenants, ainsi que les facteurs aggravants qui, le cas échéant, sont susceptibles de faire augmenter le montant de la sanction.

Contacts

Paola Mellow
Executive Director
Low Carbon Fuels Division
Carbon Markets Bureau
Environmental Protection Branch
Environment and Climate Change Canada
351 Saint-Joseph Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: cfsncp@ec.gc.ca

Matthew Watkinson
Director
Regulatory Analysis and Valuation Division
Economic Analysis Directorate
Strategic Policy Branch
Environment and Climate Change Canada
200 Sacré-Cœur Boulevard
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Email: ravd.darv@ec.gc.ca

Personnes-ressources

Paola Mellow
Directrice exécutive
Division des combustibles à faible intensité en carbone
Bureau de la tarification du carbone
Direction générale de la protection de l'environnement
Environnement et Changement climatique Canada
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.cfsncp.ec@canada.ca

Matthew Watkinson
Directeur
Division de l'analyse réglementaire et du choix
d'instrument
Direction de l'analyse économique
Direction générale de la politique stratégique
Environnement et Changement climatique Canada
200, boulevard Sacré-Cœur
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Courriel : ec.darv-ravd.ec@canada.ca