Vol. 144, No. 15

Vol. 144, n° 15

Canada Gazette

Gazette du Canada

Part I

Partie I

OTTAWA, SATURDAY, APRIL 10, 2010

OTTAWA, LE SAMEDI 10 AVRIL 2010

NOTICE TO READERS

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

Part I — Material required by federal statute or regulation to be published in the *Canada Gazette* other than items identified for Part II and Part III below — Published every Saturday

Part II — Statutory Instruments (Regulations) and other classes of statutory instruments and documents — Published January 6, 2010, and at least every second Wednesday thereafter

Part III — Public Acts of Parliament and their enactment proclamations — Published as soon as is reasonably practicable after Royal Assent

The *Canada Gazette* is available in most public libraries for consultation.

To subscribe to, or obtain copies of, the *Canada Gazette*, contact bookstores selling government publications as listed in the telephone directory or write to Government of Canada Publications, Public Works and Government Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S5.

The *Canada Gazette* is also available free of charge on the Internet at http://gazette.gc.ca. It is accessible in Portable Document Format (PDF) and in HyperText Mark-up Language (HTML) as the alternate format. The on-line PDF format of Part I, Part II and Part III is official since April 1, 2003, and is published simultaneously with the printed copy.

AVIS AU LECTEUR

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

Partie I — Textes devant être publiés dans la *Gazette du Canada* conformément aux exigences d'une loi fédérale ou d'un règlement fédéral et qui ne satisfont pas aux critères de la Partie II et de la Partie III — Publiée le samedi

Partie II — Textes réglementaires (Règlements) et autres catégories de textes réglementaires et de documents — Publiée le 6 janvier 2010 et au moins tous les deux mercredis par la suite

Partie III — Lois d'intérêt public du Parlement et les proclamations énonçant leur entrée en vigueur — Publiée aussitôt que possible après la sanction royale

On peut consulter la *Gazette du Canada* dans la plupart des bibliothèques publiques.

On peut s'abonner à la *Gazette du Canada* ou en obtenir des exemplaires en s'adressant aux agents libraires associés énumérés dans l'annuaire téléphonique ou en s'adressant à : Publications du gouvernement du Canada, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, Ottawa, Canada K1A 0S5.

La *Gazette du Canada* est aussi offerte gratuitement sur Internet au http://gazette.gc.ca. La publication y est accessible en format de document portable (PDF) et en langage hypertexte (HTML) comme média substitut. Le format PDF en direct de la Partie I, de la Partie II et de la Partie III est officiel depuis le 1er avril 2003 et est publié en même temps que la copie imprimée.

Canada Gazette	*Part I*	*Part II*	*Part III*
Yearly subscription			
Canada	$135.00	$67.50	$28.50
Outside Canada	US$135.00	US$67.50	US$28.50
Per copy			
Canada	$2.95	$3.50	$4.50
Outside Canada	US$2.95	US$3.50	US$4.50

Gazette du Canada	*Partie I*	*Partie II*	*Partie III*
Abonnement annuel			
Canada	135,00 $	67,50 $	28,50 $
Extérieur du Canada	135,00 $US	67,50 $US	28,50 $US
Exemplaire			
Canada	2,95 $	3,50 $	4,50 $
Extérieur du Canada	2,95 $US	3,50 $US	4,50 $US

REQUESTS FOR INSERTION

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

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

Each client will receive a free copy of the *Canada Gazette* for every week during which a notice is published.

DEMANDES D'INSERTION

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

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

Pour chaque semaine de parution d'un avis, le client recevra un exemplaire gratuit de la *Gazette du Canada*.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada, 2010
Published by the Queen's Printer for Canada, 2010
ISSN 1494-6076
© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, 2010
Publié par l'Imprimeur de la Reine pour le Canada, 2010

TABLE OF CONTENTS

Vol. 144, No. 15 — April 10, 2010

Parliament
House of Commons 720
Chief Electoral Officer 720

Commissions 721
(agencies, boards and commissions)

Miscellaneous notices 731
(banks; mortgage, loan, investment, insurance and railway companies; other private sector agents)

Proposed regulations 733
(including amendments to existing regulations)

Index 849

TABLE DES MATIÈRES

Vol. 144, n° 15 — Le 10 avril 2010

Parlement
Chambre des communes 720
Directeur général des élections 720

Commissions 721
(organismes, conseils et commissions)

Avis divers 731
(banques; sociétés de prêts, de fiducie et d'investissements; compagnies d'assurances et de chemins de fer; autres agents du secteur privé)

Règlements projetés 733
(y compris les modifications aux règlements existants)

Index 850

PARLIAMENT

HOUSE OF COMMONS

Third Session, Fortieth Parliament

PRIVATE BILLS

Standing Order 130 respecting notices of intended applications for private bills was published in the *Canada Gazette*, Part I, on February 27, 2010.

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

AUDREY O'BRIEN
Clerk of the House of Commons

CHIEF ELECTORAL OFFICER

CANADA ELECTIONS ACT

Deregistration of a registered electoral district association

On application by the electoral district association, in accordance with subsection 403.2(1) of the *Canada Elections Act*, the association "London West Federal Green Party Association" is deregistered, effective April 30, 2010.

March 30, 2010

FRANÇOIS BERNIER
Deputy Chief Electoral Officer
Political Financing

[15-1-o]

PARLEMENT

CHAMBRE DES COMMUNES

Troisième session, quarantième législature

PROJETS DE LOI D'INTÉRÊT PRIVÉ

L'article 130 du Règlement relatif aux avis de demande de projets de loi d'intérêt privé a été publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada* du 27 février 2010.

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

La greffière de la Chambre des communes
AUDREY O'BRIEN

DIRECTEUR GÉNÉRAL DES ÉLECTIONS

LOI ÉLECTORALE DU CANADA

Radiation d'une association de circonscription enregistrée

Sur demande de l'association de circonscription, conformément au paragraphe 403.2(1) de la *Loi électorale du Canada*, l'association « London West Federal Green Party Association » est radiée. La radiation prend effet le 30 avril 2010.

Le 30 mars 2010

Le sous-directeur général des élections
Financement politique
FRANÇOIS BERNIER

[15-1-o]

COMMISSIONS

CANADA BORDER SERVICES AGENCY

SPECIAL IMPORT MEASURES ACT

Greenhouse bell peppers — Decision

On March 22, 2010, pursuant to subsection 31(1) of the *Special Import Measures Act*, the President, Canada Border Services Agency (CBSA), initiated an investigation into the alleged injurious dumping of greenhouse bell peppers originating in or exported from the Netherlands.

The subject goods are usually classified under the following Harmonized System classification number: 0709.60.90.10.

The Canadian International Trade Tribunal (Tribunal) will conduct a preliminary inquiry into the question of injury to the Canadian industry. The Tribunal will make a decision within 60 days of the date of initiation. If the Tribunal concludes that the evidence does not disclose a reasonable indication of injury, the investigation will be terminated.

Information

The *Statement of Reasons* regarding this decision will be issued within 15 days following the decision and will be available on the CBSA's Web site at www.cbsa-asfc.gc.ca/sima-lmsi or by contacting either Johnny Tong at 613-954-7350 or Danielle Newman at 613-952-1963, or by fax at 613-948-4844.

Representations

Interested persons are invited to file written submissions presenting facts, arguments and evidence relevant to the alleged dumping. Written submissions should be forwarded to the Canada Border Services Agency, Trade Programs Directorate, Anti-dumping and Countervailing Program, SIMA Registry and Disclosure Unit, 11th Floor, 100 Metcalfe Street, Ottawa, Ontario K1A 0L8. To be given consideration in this investigation, this information should be received by April 28, 2010.

Any information submitted by interested persons concerning this investigation will be considered public information unless clearly marked confidential. When a submission is marked confidential, a non-confidential edited version of the submission must also be provided.

Ottawa, March 22, 2010

M. R. JORDAN
Director General
Trade Programs Directorate

[15-1-o]

COMMISSIONS

AGENCE DES SERVICES FRONTALIERS DU CANADA

LOI SUR LES MESURES SPÉCIALES D'IMPORTATION

Poivrons de serre — Décision

Le 22 mars 2010, conformément au paragraphe 31(1) de la *Loi sur les mesures spéciales d'importation*, le président de l'Agence des services frontaliers du Canada (ASFC) a ouvert une enquête sur le présumé dumping dommageable des poivrons de serre, originaires ou exportés des Pays-Bas.

Les marchandises en cause sont habituellement classées sous le numéro de classement du Système harmonisé suivant : 0709.60.90.10.

Le Tribunal canadien du commerce extérieur (Tribunal) mènera une enquête préliminaire sur la question de dommage causé à l'industrie canadienne. Il rendra une décision à cet égard dans les 60 jours suivant l'ouverture de l'enquête. Si le Tribunal conclut que les éléments de preuve n'indiquent pas, de façon raisonnable, qu'un dommage a été causé, l'enquête prendra fin.

Renseignements

L'*Énoncé des motifs* portant sur cette décision sera émis dans les 15 jours suivant la décision et il sera affiché sur le site Web de l'ASFC à l'adresse suivante : www.cbsa-asfc.gc.ca/sima-lmsi. On peut aussi en obtenir une copie en communiquant avec Danielle Newman par téléphone au 613-952-1963, ou par télécopieur au 613-948-4844.

Observations

Les personnes intéressées sont invitées à soumettre par écrit tous les faits, arguments et éléments de preuve qu'elles jugent pertinents en ce qui concerne le présumé dumping. Les exposés écrits doivent être envoyés à l'Agence des services frontaliers du Canada, Direction des programmes commerciaux, Programme des droits antidumping et compensateurs, Centre de dépôt et de communication des documents de la LMSI, 11e étage, 100, rue Metcalfe, Ottawa (Ontario) K1A 0L8. Nous devons recevoir ces renseignements d'ici le 28 avril 2010 pour qu'ils soient pris en considération dans le cadre de cette enquête.

Tous les renseignements présentés par les personnes intéressées dans le cadre de cette enquête seront considérés comme publics à moins qu'il ne soit clairement indiqué qu'ils sont confidentiels. Si l'exposé d'une personne intéressée contient des renseignements confidentiels, une version non confidentielle doit aussi être présentée.

Ottawa, le 22 mars 2010

Le directeur général
Direction des programmes commerciaux
M. R. JORDAN

[15-1-o]

CANADA REVENUE AGENCY

INCOME TAX ACT

Revocation of registration of a charity

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

AGENCE DU REVENU DU CANADA

LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU

Révocation de l'enregistrement d'un organisme de bienfaisance

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

"Notice is hereby given, pursuant to paragraphs 168(1)(*b*), 168(1)(*c*) and 168(1)(*e*) of the *Income Tax Act*, that I propose to revoke the registration of the organization listed below and that the revocation of the registration is effective on the date of publication of this notice."

« Avis est donné par les présentes que, conformément aux alinéas 168(1)*b*), 168(1)*c*) et 168(1)*e*) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, j'ai l'intention de révoquer l'enregistrement de l'organisme mentionné ci-dessous et que la révocation de l'enregistrement entre en vigueur à la publication du présent avis. »

Business Number Numéro d'entreprise	Name/Nom Address/Adresse
140913484RR0001	DOWNSVIEW NEW TESTAMENT CHURCH OF GOD, TORONTO, ONT.

CATHY HAWARA
Acting Director General
Charities Directorate

[15-1-o]

La directrice générale par intérim
Direction des organismes de bienfaisance
CATHY HAWARA

[15-1-o]

CANADA REVENUE AGENCY

INCOME TAX ACT

Revocation of registration of charities

Following a request from the charities listed below to have their status as a charity revoked, the following notice of intention to revoke was sent:

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

AGENCE DU REVENU DU CANADA

LOI DE L'IMPÔT SUR LE REVENU

Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance

À la suite d'une demande présentée par les organismes de bienfaisance indiqués ci-après, l'avis d'intention de révocation suivant a été envoyé :

« Avis est donné par les présentes que, conformément à l'alinéa 168(1)*a*) de la *Loi de l'impôt sur le revenu*, j'ai l'intention de révoquer l'enregistrement des organismes de bienfaisance mentionnés ci-dessous en vertu de l'alinéa 168(2)*a*) de cette loi et que la révocation de l'enregistrement entre en vigueur à la publication du présent avis dans la *Gazette du Canada*. »

Business Number Numéro d'entreprise	Name/Nom Address/Adresse
102853603RR0001	KIWANIS MUSIC FESTIVAL OF GREATER TORONTO FOUNDATION, TORONTO, ONT.
106980907RR0001	ÉCOLE SECONDAIRE MONT-BENILDE, BÉCANCOUR (QC)
106997364RR0001	CYGNET PLAYSCHOOL SOCIETY, GRANDE PRAIRIE, ALTA.
107593337RR0001	LA MAISON DU COMPAGNON INC., VILLE-MARIE (QC)
107846602RR0001	PIONEER CLUBS CANADA INC., BURLINGTON, ONT.
118802693RR0001	BELL CITY YOUTH DEVELOPMENT FOUNDATION, BRANTFORD, ONT.
118927474RR0001	FOREST GLEN BAPTIST CHURCH, POLLETT RIVER, N.B.
119017937RR0001	SŒURS DU PRÉCIEUX-SANG DE TROIS-RIVIÈRES, TROIS-RIVIÈRES (QC)
119018638RR0001	LE TOIT DES ÉCLAIREURS BADEN POWELL DE MONT-LAURIER INC., MONT-LAURIER (QC)
119162154RR0001	ST. ALBERT HELP SOCIETY, ST. ALBERT, ALTA.
119267847RR0001	TOUGH TALK WINDSOR: INSIDE / OUTSIDE, WINDSOR, ONT.
119298917RR0001	WILLOW BUNCH UNITED CHURCH, WILLOW BUNCH, SASK.
126775089RR0001	CONFLICT RESOLUTION NETWORK CANADA INC. / RÉSEAU POUR LA RÉSOLUTION DE CONFLITS CANADA INC., WATERLOO, ONT.
131390262RR0001	SAINT JOHN FISHER COUNCIL NO 10402 CHARITABLE TRUST, BRAMPTON, ONT.
131882292RR0001	SOUTH REGINA PLAYSCHOOL, REGINA, SASK.
131983736RR0001	DISTRICTS OF FLIN FLON / CREIGHTON EMERGENCY RESPONSE PROGRAM INC., FLIN FLON, MAN.
132410671RR0164	SOCIÉTÉ DE ST-VINCENT DE PAUL CONFÉRENCE ST-JUDE D'OMERVILLE, OMERVILLE (QC)
132410671RR0192	LA SOCIÉTÉ DE ST VINCENT DE PAUL CONFÉRENCE L'ASSOMPTION, L'ASSOMPTION (QC)
136801081RR0001	MÉDECINE DE L'ESPOIR INTERNATIONALE/INTERNATIONAL MEDICINE OF HOPE, GATINEAU (QC)
137059572RR0001	OAK PARK WESTDALE BAND PARENTS ASSOCIATION, WINNIPEG, MAN.
137511390RR0001	MAISON DES JEUNES "L'ADO CENTRE", SAINT-CLAIRE (QC)
138603063RR0001	PET LOSS SUPPORT GROUP, CALGARY, ALTA.
140701095RR0001	THE HERBERT S. LAMB CHARITABLE FOUNDATION, LONDON, ONT.
841552094RR0001	AU CŒUR DE LA VOILE-CANADA INC. / HEART OF SAILING-CANADA INC., MONTRÉAL (QC)
842639817RR0001	AIDE HUMANITAIRE 4KENYA, SAINTE-FAMILLE (QC)
849394754RR0001	LES ŒUVRES DES FILLES RÉPARATRICES DU DIVIN-CŒUR, MONTRÉAL (QC)

Business Number Numéro d'entreprise	Name/Nom Address/Adresse
850778564RR0001	FLORAL COMMUNITY CHRISTIAN MINISTRY, SASKATOON, SASK.
852935618RR0001	FONDATION JEAN B. MIGNEAULT, LONGUEUIL (QC)
853272748RR0001	LES 24 HEURES DE BALLE INC., MERCIER (QC)
856510136RR0001	LA COMPAGNIE DE DANSE MARCO POLO, OKA (QC)
860358795RR0001	FONDATION ST-ROMAIN, HEMMINGFORD (QC)
861642601RR0001	ÉGLISE DU CHRIST À LONGUEUIL, LAVAL (QC)
861981538RR0001	FINALLY FREE RECOVERY SOCIETY, SURREY, B.C.
863001822RR0001	GRACE BAPTIST CHURCH (DELTA), RICHMOND, B.C.
864471792RR0001	ABBEYFIELD HOUSE BANFF SOCIETY, BANFF, ALTA.
865998702RR0001	FÉDÉRATION DES GUIDES CATHOLIQUES DU DIOCÈSE DES TROIS-RIVIÈRES, DISTRICT NO. 1, TROIS-RIVIÈRES-OUEST (QC)
866059165RR0001	MIRAMICHI COMMUNITY CHAPLAINCY INC., MIRAMICHI, N.B.
866711831RR0001	HUNTER'S HOPE FOUNDATION OF CANADA, TORONTO, ONT.
866878598RR0001	685760 ALBERTA SOCIETY, CALGARY, ALTA.
868846049RR0001	ATELIER DE VALORISATION DES TEXTILES 01, RIMOUSKI (QC)
877327510RR0001	MINISTÈRES HÉLÈNE PELLETIER MINISTRIES, BURLINGTON (ONT.)
877429076RR0001	KIWANIS OF CABOT CHARITIES FOUNDATION INCORPORATED, ST. JOHN'S, N.L.
880477625RR0001	AUMONERIE COMMUNAUTAIRE DU NORD-OUEST DU NOUVEAU-BRUNSWICK INC./NORTHWEST NEW BRUNSWICK COMMUNITY CHAPLAINCY INC., GRAND-SAULT (N.-B.)
883965402RR0001	HIGHER GROUND YOUTH CHURCH, ORILLIA, ONT.
884528118RR0001	THE MERRETT CHILDREN'S HOPE FOUNDATION, CALGARY, ALTA.
884923624RR0001	IMPACT ONTARIO, MISSISSAUGA, ONT.
887442069RR0001	PEACEFUL PINES CEMETERY COMMITTEE, ROCHESTER, ALTA.
889310264RR0001	LAKEVIEW FRIENDSHIP CLUB, ELBOW, SASK.
890006596RR0001	THE ROUND GARDEN, PERTH, ONT.
890355845RR0001	FONDATION PIERRE-RÉMI NARBONNE INC., SAINT-RÉMI (QC)
890403777RR0001	À CŒUR JOIE (N.-B.) INC, SAINT-ANTOINE (N.-B.)
890457195RR0001	L'ŒUVRE DU JOYEUX NOËL, MONTRÉAL (QC)
890487572RR0001	SURREY RETIRED TEACHERS' BURSARY FOUNDATION, SURREY, B.C.
890504970RR0001	TRUST UNDER THE WILL OF JAMES DALY ESTATE CHRIST CHURCH HUNTLEY TRUST, TORONTO, ONT.
891051641RR0001	WOOD MOUNTAIN UNITED CHURCH, WOOD MOUNTAIN, SASK.
891077844RR0001	LA FONDATION DU FRÈRE ROBERT, MONTRÉAL (QC)
892089301RR0001	MONTREAL PRESBYTERIAN BIBLE CHURCH, MONT-ROYAL, QUE.
892422163RR0001	THE SCARBOROUGH GILBERT & SULLIVAN SOCIETY, SCARBOROUGH, ONT.
893362160RR0001	L'INSTITUT NATIONAL CANADIEN POUR LES AVEUGLES DU QUÉBEC, MONTRÉAL (QC)
895079911RR0001	FONDATION ÉCOLE PLEIN-SOLEIL, LONGUEUIL (QC)
895231504RR0001	LA MAISON DU QUARTIER "LE CHEZ-NOUS", MONTRÉAL (QC)
899045983RR0001	OASIS MINISTRIES CHURCH, SOUTH OHIO, N.S.

CATHY HAWARA
Acting Director General
Charities Directorate

[15-1-o]

La directrice générale par intérim
Direction des organismes de bienfaisance
CATHY HAWARA

[15-1-o]

CANADIAN INTERNATIONAL TRADE TRIBUNAL

APPEAL

Notice No. HA-2009-016

The Canadian International Trade Tribunal (the Tribunal) will hold a public hearing to consider the appeal referenced hereunder. This hearing will be held beginning at 9:30 a.m., in the Tribunal's Hearing Room No. 2, 18th Floor, Standard Life Centre, 333 Laurier Avenue W, Ottawa, Ontario. Interested persons planning to attend should contact the Tribunal at 613-998-9908 to obtain further information and to confirm that the hearing will be held as scheduled.

TRIBUNAL CANADIEN DU COMMERCE EXTÉRIEUR

APPEL

Avis n^{o} HA-2009-016

Le Tribunal canadien du commerce extérieur (le Tribunal) tiendra une audience publique afin d'entendre l'appel mentionné ci-dessous. L'audience débutera à 9 h 30 et aura lieu dans la salle d'audience n° 2 du Tribunal, 18e étage, Standard Life Centre, 333, avenue Laurier Ouest, Ottawa (Ontario). Les personnes intéressées qui ont l'intention d'assister à l'audience doivent s'adresser au Tribunal en composant le 613-998-9908 si elles désirent plus de renseignements ou si elles veulent confirmer la date de l'audience.

Customs Act

Future Product Sales Inc. v. President of the Canada Border Services Agency

Date of Hearing:	May 6, 2010
Appeal No.:	AP-2009-056
Goods in Issue:	Flags, banners and car antenna flags
Issue:	Whether the goods in issue are properly classified under tariff item No. 6307.90.99 as other made up articles, including dress patterns of other textile materials, as determined by the President of the Canada Border Services Agency, or should be classified under tariff item No. 4911.99.90 as other printed matter, including printed pictures and photographs, as claimed by Future Product Sales Inc.
Tariff Items at Issue:	Future Product Sales Inc.—4911.99.90 President of the Canada Border Services Agency—6307.90.99

March 31, 2010

By order of the Tribunal
DOMINIQUE LAPORTE
Secretary

[15-1-o]

Loi sur les douanes

Future Product Sales Inc. c. Président de l'Agence des services frontaliers du Canada

Date de l'audience :	Le 6 mai 2010
Appel n° :	AP-2009-056
Marchandises en cause :	Drapeaux, bannières et drapeaux pour antenne de voiture
Question en litige :	Déterminer si les marchandises en cause sont correctement classées dans le numéro tarifaire 6307.90.99 à titre d'autres articles confectionnés, y compris les patrons de vêtements d'autres matières textiles, comme l'a déterminé le président de l'Agence des services frontaliers du Canada, ou si elles doivent être classées dans le numéro tarifaire 4911.99.90 à titre d'autres imprimés, y compris les images, les gravures et les photographies, comme le soutient Future Product Sales Inc.
Numéros tarifaires en cause :	Future Product Sales Inc. — 4911.99.90 Président de l'Agence des services frontaliers du Canada — 6307.90.99

Le 31 mars 2010

Par ordre du Tribunal
Le secrétaire
DOMINIQUE LAPORTE

[15-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

NOTICE TO INTERESTED PARTIES

The following notices are abridged versions of the Commission's original notices bearing the same number. The original notices contain a more detailed outline of the applications, including additional locations and addresses where the complete files may be examined. The relevant material, including the notices and applications, is available for viewing during normal business hours at the following offices of the Commission:

— Central Building, Les Terrasses de la Chaudière, Room 206, 1 Promenade du Portage, Gatineau, Quebec K1A 0N2, 819-997-2429 (telephone), 994-0423 (TDD), 819-994-0218 (fax);

— Metropolitan Place, Suite 1410, 99 Wyse Road, Dartmouth, Nova Scotia B3A 4S5, 902-426-7997 (telephone), 426-6997 (TDD), 902-426-2721 (fax);

— Kensington Building, Suite 1810, 275 Portage Avenue, Winnipeg, Manitoba R3B 2B3, 204-983-6306 (telephone), 983-8274 (TDD), 204-983-6317 (fax);

— 530–580 Hornby Street, Vancouver, British Columbia V6C 3B6, 604-666-2111 (telephone), 666-0778 (TDD), 604-666-8322 (fax);

— CRTC Documentation Centre, 205 Viger Avenue W, Suite 504, Montréal, Quebec H2Z 1G2, 514-283-6607 (telephone), 283-8316 (TDD), 514-283-3689 (fax);

— CRTC Documentation Centre, 55 St. Clair Avenue E, Suite 624, Toronto, Ontario M4T 1M2, 416-952-9096 (telephone), 416-954-6343 (fax);

— CRTC Documentation Centre, Cornwall Professional Building, Room 103, 2125 11th Avenue, Regina, Saskatchewan S4P 3X3, 306-780-3422 (telephone), 306-780-3319 (fax);

— CRTC Documentation Centre, 10405 Jasper Avenue, Suite 520, Edmonton, Alberta T5J 3N4, 780-495-3224 (telephone), 780-495-3214 (fax).

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

AVIS AUX INTÉRESSÉS

Les avis qui suivent sont des versions abrégées des avis originaux du Conseil portant le même numéro. Les avis originaux contiennent une description plus détaillée de chacune des demandes, y compris les lieux et adresses où l'on peut consulter les dossiers complets. Tous les documents afférents, y compris les avis et les demandes, sont disponibles pour examen durant les heures normales d'ouverture aux bureaux suivants du Conseil :

— Édifice central, Les Terrasses de la Chaudière, Pièce 206, 1, promenade du Portage, Gatineau (Québec) K1A 0N2, 819-997-2429 (téléphone), 994-0423 (ATS), 819-994-0218 (télécopieur);

— Place Metropolitan, Bureau 1410, 99, chemin Wyse, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B3A 4S5, 902-426-7997 (téléphone), 426-6997 (ATS), 902-426-2721 (télécopieur);

— Édifice Kensington, Pièce 1810, 275, avenue Portage, Winnipeg (Manitoba) R3B 2B3, 204-983-6306 (téléphone), 983-8274 (ATS), 204-983-6317 (télécopieur);

— 580, rue Hornby, Bureau 530, Vancouver (Colombie-Britannique) V6C 3B6, 604-666-2111 (téléphone), 666-0778 (ATS), 604-666-8322 (télécopieur);

— Centre de documentation du CRTC, 205, avenue Viger Ouest, Bureau 504, Montréal (Québec) H2Z 1G2, 514-283-6607 (téléphone), 283-8316 (ATS), 514-283-3689 (télécopieur);

— Centre de documentation du CRTC, 55, avenue St. Clair Est, Bureau 624, Toronto (Ontario) M4T 1M2, 416-952-9096 (téléphone), 416-954-6343 (télécopieur);

— Centre de documentation du CRTC, Édifice Cornwall Professional, Pièce 103, 2125, 11e Avenue, Regina (Saskatchewan) S4P 3X3, 306-780-3422 (téléphone), 306-780-3319 (télécopieur);

— Centre de documentation du CRTC, 10405, avenue Jasper, Bureau 520, Edmonton (Alberta) T5J 3N4, 780-495-3224 (téléphone), 780-495-3214 (télécopieur).

Interventions must be filed with the Secretary General, Canadian Radio-television and Telecommunications Commission, Ottawa, Ontario K1A 0N2, together with proof that a true copy of the intervention has been served upon the applicant, on or before the deadline given in the notice.

Secretary General

Les interventions doivent parvenir au Secrétaire général, Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes, Ottawa (Ontario) K1A 0N2, avec preuve qu'une copie conforme a été envoyée à la requérante, avant la date limite d'intervention mentionnée dans l'avis.

Secrétaire général

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

DECISIONS

The complete texts of the decisions summarized below are available from the offices of the CRTC.

2010-188 *March 29, 2010*

101142236 Saskatchewan Ltd.
Moose Jaw, Saskatchewan

Approved — Acquisition from Golden West Broadcasting Ltd., as part of a corporate reorganization, of the assets of English-language radio programming undertakings CHAB, CILG-FM and CJAW-FM Moose Jaw and new licences to continue the operation of the undertakings under the same terms and conditions as those in effect under the current licences.

2010-193 *March 30, 2010*

ZoomerMedia Limited
Across Canada

Christian Channel Inc.
Fraser Valley, British Columbia; and Winnipeg, Manitoba

ONE: The Body, Mind and Spirit Channel Inc.
Across Canada

MZ Media Inc.
Toronto and across Canada

Approved — Applications by ZoomerMedia Limited (ZoomerMedia), on behalf of itself and on behalf of Christian Channel Inc. and ONE: The Body, Mind and Spirit Channel Inc., for authority to effect a multi-step transaction involving the specialty television service VisionTV, the Category 1 specialty television service ONE: The Body, Mind and Spirit Channel and the television stations CHNU-TV Fraser Valley and CIIT-TV Winnipeg, as well as for a new broadcasting licence to continue the operation of VisionTV and application by MZ Media Inc. for authority to transfer all its issued and outstanding shares from Mr. Moses Znaimer to ZoomerMedia.

2010-194 *March 31, 2010*

Sex-Shop Television Inc.
Across Canada

Approved — Amendment to the broadcasting licence for the national, Category 2 pay television programming undertaking known as Vanessa in order to allow the service to be available for distribution in high-definition format until the end of its current licence term.

2010-195 *March 31, 2010*

Various radio programming undertakings
Across Canada

Renewed — Broadcasting licences for the radio programming undertakings listed in the appendix to this decision, from September 1, 2010, to August 31, 2011.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

DÉCISIONS

On peut se procurer le texte complet des décisions résumées ci-après en s'adressant au CRTC.

2010-188 *Le 29 mars 2010*

101142236 Saskatchewan Ltd.
Moose Jaw (Saskatchewan)

Approuvé — Acquisition de Golden West Broadcasting Ltd., dans le cadre d'une réorganisation intrasociété, de l'actif des entreprises de programmation de radio de langue anglaise CHAB, CILG-FM et CJAW-FM Moose Jaw et nouvelles licences permettant de poursuivre l'exploitation de ces entreprises selon les mêmes modalités et conditions que celles en vigueur dans les licences actuelles.

2010-193 *Le 30 mars 2010*

ZoomerMedia Limited
L'ensemble du Canada

Christian Channel Inc.
Fraser Valley (Colombie-Britannique) et Winnipeg (Manitoba)

ONE: The Body, Mind and Spirit Channel Inc.
L'ensemble du Canada

MZ Media Inc.
Toronto et l'ensemble du Canada

Approuvé — Demandes déposées par ZoomerMedia Limited (ZoomerMedia), en son nom et au nom de Christian Channel Inc. et de ONE: The Body, Mind and Spirit Channel Inc., afin d'obtenir l'autorisation d'effectuer une transaction en plusieurs étapes concernant le service de télévision spécialisée VisionTV, le service de télévision spécialisée de catégorie 1 ONE: The Body, Mind and Spirit Channel, et les stations de télévision CHNU-TV Fraser Valley et CIIT-TV Winnipeg ainsi qu'une nouvelle licence de radiodiffusion pour continuer à exploiter VisionTV, et demande de MZ Media Inc. visant le transfert à ZoomerMedia de toutes ses actions émises et en circulation détenues par M. Moses Znaimer.

2010-194 *Le 31 mars 2010*

Télévision Sex-Shop inc.
L'ensemble du Canada

Approuvé — Modification à la licence de radiodiffusion de l'entreprise nationale de programmation de télévision payante de catégorie 2 devant s'appeler Vanessa afin de permettre la distribution du service en format haute définition jusqu'à la fin de sa période de licence actuelle.

2010-195 *Le 31 mars 2010*

Diverses entreprises de programmation de radio
L'ensemble du Canada

Renouvelé — Licences de radiodiffusion des entreprises de programmation de radio énoncées à l'annexe de la présente décision, pour la période du 1er septembre 2010 au 31 août 2011.

2010-196 *March 31, 2010*

BAF Audio Visual Inc.
Toronto, Ontario

Renewed — Broadcasting licence for the low-power AM radio programming undertaking CHEV Toronto, from April 1, 2010, to July 31, 2010.

2010-197 *March 31, 2010*

Various undertakings
Various locations

Renewed — Broadcasting licences for the radio programming undertakings listed in the appendix to the decision, from April 1, 2010, to June 30, 2010.

[15-1-o]

2010-196 *Le 31 mars 2010*

BAF Audio Visual Inc.
Toronto (Ontario)

Renouvelé — Licence de radiodiffusion de l'entreprise de programmation de radio AM de faible puissance CHEV Toronto, du 1er avril 2010 au 31 juillet 2010.

2010-197 *Le 31 mars 2010*

Diverses entreprises
Diverses localités

Renouvelé — Licences de radiodiffusion des entreprises de programmation de radio énumérées à l'annexe de la présente décision, du 1er avril 2010 au 30 juin 2010.

[15-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

NOTICE OF CONSULTATION 2010-138-1

Notice of hearing

May 10, 2010
National Capital Region
Additional document added to the public file for item 1

Further to its Broadcasting Notice of Consultation 2010-138, the Commission announces the following:

Item 1

Saint-Constant, Quebec
Application No. 2010-0392-0

Application by 3553230 Canada Inc. to renew the broadcasting licence for the French-language commercial radio programming undertaking CJMS Saint-Constant, expiring August 31, 2010.

The Commission announces that the following additional document is available on the public file:

Letter by 3553230 Canada Inc. dated March 16, 2010.

March 30, 2010

[15-1-o]

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

AVIS DE CONSULTATION 2010-138-1

Avis d'audience

Le 10 mai 2010
Région de la capitale nationale
Document additionnel versé au dossier public de l'article 1

À la suite de l'avis de consultation de radiodiffusion 2010-138, le Conseil annonce ce qui suit :

Article 1

Saint-Constant (Québec)
Numéro de demande 2010-0392-0

Demande présentée par 3553230 Canada Inc. en vue de renouveler la licence de radiodiffusion de l'entreprise de programmation de radio commerciale de langue française CJMS Saint-Constant, qui expire le 31 août 2010.

Le Conseil annonce que le document additionnel suivant a été versé au dossier public :

Lettre de 3553230 Canada Inc. datée du 16 mars 2010.

Le 30 mars 2010

[15-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

NOTICE OF CONSULTATION 2010-192

Notice of applications received

Various locations
Deadline for submission of interventions and/or comments:
May 4, 2010

The Commission has received the following applications:

1. UCFV Campus and Community Radio Society
Abbotsford, British Columbia

To amend the licence of CIVL-FM Abbotsford by changing the station's frequency from 88.5 MHz (channel 203A) to 101.7 MHz (channel 269A). The licensee also proposes to change the authorized contours by increasing the average

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

AVIS DE CONSULTATION 2010-192

Avis de demandes reçues

Plusieurs collectivités
Date limite pour le dépôt des interventions ou des observations :
le 4 mai 2010

Le Conseil a été saisi des demandes suivantes :

1. UCFV Campus and Community Radio Society
Abbotsford (Colombie-Britannique)

En vue de modifier la licence de radiodiffusion de CIVL-FM Abbotsford en changeant la fréquence de la station de 88,5 MHz (canal 203A) à 101,7 MHz (canal 269A). La titulaire propose également de modifier le périmètre de rayonnement autorisé

effective radiated power (ERP) from 92 W to 220 W (directional antenna with a maximum ERP from 300 W to 550 W and an effective height of antenna above average terrain of 121 m) and by moving the antenna site.

2. Canadian Broadcasting Corporation
Vancouver, British Columbia

To amend the licence of CBU Vancouver by changing the frequency of its transmitter CBU-1-FM Abbotsford, British Columbia, from 101.7 MHz (channel 269A) to 88.5 MHz (channel 203B1). The licensee also proposes to change the authorized contours by increasing the average effective radiated power (ERP) from 67 W to 2 390 W (maximum ERP from 316 W to 6 000 W) and by relocating the antenna site.

March 30, 2010

[15-1-o]

en augmentant la puissance apparente rayonnée (PAR) moyenne de 92 à 220 W (antenne directionnelle avec une PAR maximale de 300 à 550 W et une hauteur effective d'antenne au-dessus du sol moyen à 121 m) et en relocalisant son site d'antenne.

2. Société Radio-Canada
Vancouver (Colombie-Britannique)

En vue de modifier la licence de radiodiffusion de CBU Vancouver en changeant la fréquence de son émetteur CBU-1-FM Abbotsford (Colombie-Britannique) de 101,7 MHz (canal 269A) à 88,5 MHz (canal 203B1). La titulaire propose également de modifier le périmètre de rayonnement autorisé en augmentant la puissance apparente rayonnée (PAR) moyenne de 67 à 2 390 W (PAR maximale de 316 à 6 000 W) et en relocalisant son site d'antenne.

Le 30 mars 2010

[15-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

REGULATORY POLICY 2010-185

Addition of Benfica TV to the lists of eligible satellite services for distribution on a digital basis

The Commission approves a request to add Benfica TV to the lists of eligible satellite services for distribution on a digital basis and amends the lists accordingly. The revised lists are available on the Commission's Web site at www.crtc.gc.ca, under "Broadcasting Sector."

March 26, 2010

[15-1-o]

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

POLITIQUE RÉGLEMENTAIRE 2010-185

Ajout de Benfica TV aux listes des services par satellite admissibles à une distribution en mode numérique

Le Conseil approuve une demande visant à ajouter Benfica TV aux listes des services par satellite admissibles à une distribution en mode numérique et modifie les listes en conséquence. Les listes révisées sont affichées sur le site Web du Conseil au www.crtc.gc.ca, sous « Secteur de la radiodiffusion ».

Le 26 mars 2010

[15-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

REGULATORY POLICY 2010-189

Commercial advertising in the local availabilities of non-Canadian services

In Broadcasting Public Notice 2008-102, the Commission called for comments on a proposed framework for the sale of commercial advertising by broadcasting distribution undertakings (BDUs) for insertion in the local availabilities of non-Canadian programming services. In doing so, it stated the view that, in certain circumstances, revenues from the sale of advertising for insertion in local availabilities could provide a net benefit to the Canadian broadcasting system by, for example, encouraging the development of new forms of advertising that could provide additional value to advertisers and result in new sources of revenue for the system.

Based on the comments received, the Commission has determined that a net benefit from the sale of commercial advertising for insertion in local availabilities at this time has not been sufficiently demonstrated. Accordingly, the Commission will retain its current policy with respect to the use of local availabilities, as set out in Broadcasting Public Notice 2006-69.

March 29, 2010

[15-1-o]

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

POLITIQUE RÉGLEMENTAIRE 2010-189

Publicité commerciale dans les disponibilités locales des services non canadiens

Dans l'avis public de radiodiffusion 2008-102, le Conseil a sollicité des observations sur un projet de cadre relatif à la vente de publicité commerciale par les entreprises de distribution de radiodiffusion (EDR) pour insertion dans les disponibilités locales de services de programmation non canadiens. Il a affirmé que dans certains cas, le système canadien de radiodiffusion pourrait tirer avantage des revenus dérivés de la vente de publicité dans les disponibilités locales. Par exemple, de nouvelles formes de publicité pourraient découler de la vente de publicité dans les disponibilités locales, procurant ainsi une valeur supplémentaire aux annonceurs et de nouvelles sources de revenus au système canadien de la radiodiffusion.

D'après les observations reçues, le Conseil conclut que l'avantage pour le système canadien de radiodiffusion découlant de l'autorisation de vendre de la publicité pour insertion dans les disponibilités locales n'a pas été assez amplement démontré à cette date. Par conséquent, le Conseil maintient sa politique actuelle à l'égard de l'utilisation des disponibilités locales telle qu'elle est énoncée dans l'avis public de radiodiffusion 2006-69.

Le 29 mars 2010

[15-1-o]

CANADIAN RADIO-TELEVISION AND TELECOMMUNICATIONS COMMISSION

REGULATORY POLICY 2010-190

Regulatory framework for video-on-demand undertakings

In this regulatory policy, the Commission sets out its determinations regarding its proposed regulatory framework for video-on-demand (VOD) undertakings, which was set out in Broadcasting Public Notice 2008-101. The key new mechanisms that the Commission is introducing are summarized below.

- Subject to criteria set out in this regulatory policy, the Commission will, by condition of licence, permit VOD undertakings to advertise in certain programming. In particular, the Commission, by majority decision, considers that advertising should be permitted only in programming acquired directly from an unrelated licensed Canadian broadcaster or from a related broadcaster that has also acquired the linear rights to the program.
- The Commission will not require VOD undertakings to retain commercial messages that are already included in a program previously aired in Canada on a non-Canadian service authorized for distribution in Canada, and to charge a fee to subscribers for this programming.
- With respect to the method of calculation of the required financial support for Canadian independent production by a VOD service affiliated with a broadcasting distribution undertaking (BDU), the Commission intends to pursue amendments at the licensees' next licence renewals to eliminate the current approach whereby the gross annual broadcastings revenues are deemed to be 50% of the total retail revenues received from customers.
- The Commission will maintain the requirement for VOD undertakings to remit 100% of revenues from Canadian feature films to the Canadian rights holder, subject to an agreement to the contrary, but will allow those licensees to exclude the amount remitted to Canadian feature film rights holders as revenue for the purpose of calculating the contribution to a production fund.
- The Commission will require VOD undertakings to report in annual returns the amounts remitted to Canadian feature film rights holders.
- The Commission intends to impose a condition of licence on VOD undertakings at their next licence renewals prohibiting them from offering a non-Canadian subscription VOD (SVOD) package that is directly competitive with a Canadian linear discretionary service. This condition of licence will also apply to Canadian VOD packages that might compete directly with genre-protected Canadian discretionary services.
- The Commission intends to impose a condition of licence on VOD undertakings at their next licence renewals that will introduce an undue preference provision with a reverse onus requirement and include a prohibition on the acquisition of exclusive rights. This condition will apply instead of the current condition of licence that refers to the undue preference provision set out in section 6.1 of the *Pay Television Regulations, 1990*.

CONSEIL DE LA RADIODIFFUSION ET DES TÉLÉCOMMUNICATIONS CANADIENNES

POLITIQUE RÉGLEMENTAIRE 2010-190

Cadre de réglementation visant les entreprises de vidéo sur demande

Dans la politique réglementaire, le Conseil énonce ses décisions à l'égard du projet de cadre de réglementation visant les entreprises de vidéo sur demande (VSD) énoncé dans l'avis public de radiodiffusion 2008-101. Les principaux nouveaux mécanismes qu'instaure le Conseil sont résumés ci-dessous.

- Sous réserve des critères énoncés dans la présente politique réglementaire, le Conseil permettra aux entreprises de VSD, par condition de licence, d'insérer des messages publicitaires dans certaines émissions. Plus précisément, le Conseil, par décision majoritaire, estime que la publicité devrait être permise seulement dans la programmation acquise directement d'un radiodiffuseur canadien autorisé non lié ou d'un radiodiffuseur lié qui a également acquis les droits linéaires de l'émission.
- Le Conseil n'obligera pas les entreprises de VSD à conserver les messages publicitaires qui sont déjà insérés dans les émissions qui ont été préalablement diffusées au Canada par un service non canadien dont la distribution est autorisée au Canada, et à imposer des frais aux abonnés pour ces émissions.
- En ce qui concerne la méthode de calculer l'appui financier obligatoire pour les productions indépendantes canadiennes d'un service de VSD affilié à une entreprise de distribution de radiodiffusion (EDR), le Conseil a l'intention d'apporter, lors du prochain renouvellement de licence des titulaires, des modifications en vue d'éliminer l'approche actuelle selon laquelle les revenus annuels bruts de radiodiffusion sont censés équivaloir à 50 % de la totalité des revenus de détail provenant des clients.
- Le Conseil maintient l'obligation des entreprises de VSD de verser aux détenteurs des droits des longs métrages canadiens la totalité des revenus générés par la diffusion de ces films, sous réserve d'une entente à l'effet du contraire. Cependant, il permettra à ces titulaires d'exclure, à titre de revenu, le montant remis aux détenteurs des droits des longs métrages canadiens aux fins du calcul de la contribution à un fonds de production.
- Le Conseil exigera des entreprises de VSD de faire état dans leur rapport annuel des sommes remises aux détenteurs des droits de longs métrages canadiens.
- Le Conseil a l'intention d'imposer, au moment du renouvellement de leur licence, une condition de licence aux entreprises de VSD leur interdisant d'offrir un bloc de programmation de vidéo sur demande par abonnement (VSDA) non canadien qui concurrence directement les services canadiens linéaires facultatifs. Cette condition de licence s'appliquera également aux blocs de VSD canadienne qui risquent de concurrencer directement les services canadiens facultatifs dont les genres de programmation sont protégés.
- Le Conseil a l'intention d'imposer, au moment de leurs renouvellements de licence, une condition de licence aux entreprises de VSD qui instaurera une clause de préférence indue accompagnée d'une obligation de renversement du fardeau de la preuve et de l'interdiction d'acquérir des droits exclusifs. Cette condition s'appliquera au lieu de la condition de licence actuelle qui traite de la préférence indue énoncée à l'article 6.1 du *Règlement de 1990 sur la télévision payante*.

- The Commission intends to amend the condition of licence that requires VOD undertakings to adhere to the *Pay Television Regulations, 1990* to exclude them from the prohibition on the distribution of programming produced by a licensee or a person related to the licensee contained in paragraphs 3(2)(*e*) and (*f*).
- The Commission will initiate a further public proceeding to establish an exemption order for smaller VOD undertakings.
- The Commission intends to ask VOD undertakings to provide, as part of the record for their next licence renewal, aggregate data for the previous broadcast year for the items listed in paragraph 104 of this document.

March 29, 2010

[15-1-o]

- Le Conseil a l'intention de modifier la condition de licence qui exige que les entreprises de VSD respectent le *Règlement de 1990 sur la télévision payante* afin de les exclure de l'interdiction de distribuer de la programmation produite par une titulaire ou par une personne liée à la titulaire, énoncée aux alinéas 3(2)*e*) et *f*).
- Le Conseil lancera une instance publique subséquente afin de mettre en place une ordonnance d'exemption pour les petites entreprises de VSD.
- Le Conseil a l'intention de demander aux entreprises de VSD de fournir, dans le dossier de leur prochain renouvellement de licence, les données globales pour l'année de radiodiffusion précédente qui se rapportent aux facteurs énumérés au paragraphe 104 du présent document.

Le 29 mars 2010

[15-1-o]

NATIONAL ENERGY BOARD

APPLICATION TO EXPORT ELECTRICITY TO THE UNITED STATES

Manitoba Hydro

By an application dated April 9, 2010, Manitoba Hydro (the "Applicant") has applied to the National Energy Board (the "Board"), under Division II of Part VI of the *National Energy Board Act* (the "Act"), for authorization to export up to 3 250 MW of firm and/or interruptible power and up to 25 434 GWh per year of firm and/or interruptible energy for a period of five years commencing on November 1, 2010.

The Board wishes to obtain the views of interested parties on this application before issuing a permit or recommending to the Governor in Council that a public hearing be held. The directions on procedure that follow explain in detail the procedure that will be used.

1. The Applicant shall deposit and keep on file, for public inspection during normal business hours, copies of the application at its offices located at 360 Portage Avenue, Winnipeg, Manitoba R3C 0G8, 204-360-4539 (telephone), kjmoroz@hydro.mb.ca (email), and provide a copy of the application to any person who requests one. A copy of the application is also available for viewing during normal business hours in the Board's library, at 444 Seventh Avenue SW, Room 1002, Calgary, Alberta T2P 0X8.

2. Submissions that any party wishes to present shall be filed with the Secretary, National Energy Board, 444 Seventh Avenue SW, Calgary, Alberta T2P 0X8, 403-292-5503 (fax), and served on the Applicant by May 15, 2010.

3. Pursuant to subsection 119.06(2) of the Act, the Board shall have regard to all considerations that appear to it to be relevant. In particular, the Board is interested in the views of submitters with respect to

(*a*) the effect of the exportation of the electricity on provinces other than that from which the electricity is to be exported;

(*b*) the impact of the exportation on the environment; and

(*c*) whether the Applicant has

(i) informed those who have declared an interest in buying electricity for consumption in Canada of the quantities and classes of service available for sale, and

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

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

Manitoba Hydro

Manitoba Hydro (le « demandeur ») a déposé auprès de l'Office national de l'énergie (l'« Office »), aux termes de la section II de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi »), une demande datée du 9 avril 2010 en vue d'obtenir l'autorisation d'exporter jusqu'à 3 250 MW de puissance garantie ou de puissance interruptible, ou les deux, et jusqu'à 25 434 GWh par année d'énergie garantie ou d'énergie interruptible, ou les deux, pendant une période de cinq ans commençant le 1er novembre 2010.

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

1. Le demandeur doit déposer et conserver en dossier des copies de la demande, aux fins d'examen public pendant les heures normales d'ouverture, à ses bureaux situés au 360, avenue Portage, Winnipeg (Manitoba) R3C 0G8, 204-360-4539 (téléphone), kjmoroz@hydro.mb.ca (courriel), et en fournir une copie à quiconque en fait la demande. Il est également possible de consulter une copie de la demande, pendant les heures normales d'ouverture, à la bibliothèque de l'Office, située au 444 Seventh Avenue SW, Pièce 1002, Calgary (Alberta) T2P 0X8.

2. Les parties qui désirent déposer un mémoire doivent le faire auprès de la Secrétaire, Office national de l'énergie, 444 Seventh Avenue SW, Calgary (Alberta) T2P 0X8, 403-292-5503 (télécopieur), et le signifier au demandeur, au plus tard le 15 mai 2010.

3. Conformément au paragraphe 119.06(2) de la Loi, l'Office tiendra compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents. En particulier, il s'intéresse aux points de vue des déposants sur les questions suivantes :

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

b) les conséquences de l'exportation sur l'environnement;

c) si le demandeur :

(i) a informé quiconque s'est montré intéressé par l'achat d'électricité pour consommation au Canada des quantités et des catégories de services offerts,

(ii) given an opportunity to purchase electricity on terms and conditions as favourable as the terms and conditions specified in the application to those who, within a reasonable time of being so informed, demonstrate an intention to buy electricity for consumption in Canada.

4. Any answer to submissions that the Applicant wishes to present in response to items 2 and 3 of this notice of application and directions on procedure shall be filed with the Secretary of the Board and served on the party that filed the submission by May 30, 2010.

5. For further information on the procedures governing the Board's examination, contact the Secretary of the Board at 403-299-2714 (telephone) or 403-292-5503 (fax).

ANNE-MARIE ERICKSON
Acting Secretary

[15-1-o]

(ii) a donné la possibilité d'acheter de l'électricité à des conditions aussi favorables que celles indiquées dans la demande à ceux qui ont, dans un délai raisonnable suivant la communication de ce fait, manifesté l'intention d'acheter de l'électricité pour consommation au Canada.

4. Si le demandeur souhaite répondre aux mémoires visés aux points 2 et 3 du présent avis de la demande et des présentes instructions relatives à la procédure, il doit déposer sa réponse auprès de la secrétaire de l'Office et en signifier une copie à la partie qui a déposé le mémoire, au plus tard le 30 mai 2010.

5. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les méthodes régissant l'examen mené par l'Office, veuillez communiquer avec la secrétaire de l'Office, par téléphone au 403-299-2714 ou par télécopieur au 403-292-5503.

La secrétaire par intérim
ANNE-MARIE ERICKSON

[15-1-o]

PUBLIC SERVICE COMMISSION

PUBLIC SERVICE EMPLOYMENT ACT

Permission granted

The Public Service Commission of Canada, pursuant to section 116 of the *Public Service Employment Act*, hereby gives notice that it has granted permission, pursuant to subsection 115(2) of the said Act, to Ronald Le Blanc, Senior Purchasing Assistant (CR-05), Transport and Helicopters Division, Department of Public Works and Government Services, Gatineau, Quebec, to be a candidate before and during the election period, for the position of Councillor, Ward 17, for the City of Ottawa, Ontario, in a municipal election to be held on October 25, 2010.

March 16, 2010

MARIA BARRADOS
President

[15-1-o]

COMMISSION DE LA FONCTION PUBLIQUE

LOI SUR L'EMPLOI DANS LA FONCTION PUBLIQUE

Permission accordée

La Commission de la fonction publique du Canada, en vertu de l'article 116 de la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, donne avis par la présente qu'elle a accordé à Ronald Le Blanc, adjoint principal aux achats (CR-05), Division des transports et des hélicoptères, ministère des Travaux publics et des Services gouvernementaux, Gatineau (Québec), la permission, aux termes du paragraphe 115(2) de ladite loi, de se porter candidat, avant et pendant la période électorale, au poste de conseiller, quartier 17, pour la ville d'Ottawa (Ontario), à l'élection municipale prévue pour le 25 octobre 2010.

Le 16 mars 2010

La présidente
MARIA BARRADOS

[15-1-o]

MISCELLANEOUS NOTICES

CENTRAL 1 CREDIT UNION

LETTERS PATENT OF INCORPORATION

Notice is hereby given, pursuant to subsection 24(2) of the *Trust and Loan Companies Act*, that Central 1 Credit Union intends to apply to the Minister of Finance for letters patent of incorporation incorporating a trust company under the Act. The company will carry on business under the name Central 1 Trust Company / Société de fiducie Central 1 and its head office will be located in Vancouver, British Columbia. Central 1 Credit Union is incorporated in the province of British Columbia and certified under Part XVI of the *Cooperative Credit Associations Act* (Canada), S.C. 1991, c. 48. Its principal business is providing wholesale financial services to credit unions.

Any person who objects to the proposed incorporation may submit an objection in writing to the Office of the Superintendent of Financial Institutions, 255 Albert Street, Ottawa, Ontario K1A 0H2, on or before May 10, 2010.

March 11, 2010

CENTRAL 1 CREDIT UNION

[12-4-o]

AVIS DIVERS

CENTRAL 1 CREDIT UNION

LETTRES PATENTES DE CONSTITUTION

Avis est par les présentes donné, conformément au paragraphe 24(2) de la *Loi sur les sociétés de fiducie et de prêt*, que Central 1 Credit Union a l'intention de présenter une demande de lettres patentes au ministre des Finances en vue de constituer une société de fiducie suivant la Loi. La société exercera ses activités sous la dénomination « Société de fiducie Central 1 / Central 1 Trust Company » et son siège sera sis à Vancouver (Colombie-Britannique). Central 1 Credit Union est constituée sous le régime des lois de la Colombie-Britannique et certifiée aux termes de la partie XVI de la *Loi sur les associations coopératives de crédit* (Canada), L.C. 1991, c. 48. Sa principale activité consiste en la prestation de services financiers de gros à des caisses populaires.

Toute personne qui s'oppose au projet de constitution peut notifier par écrit son opposition au Bureau du surintendant des institutions financières, 255, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0H2, au plus tard le 10 mai 2010.

Le 11 mars 2010

CENTRAL 1 CREDIT UNION

[12-4-o]

COMITÉ DES CÉLÉBRATIONS DU CANADA AU QUÉBEC/CELEBRATE CANADA COMMITTEE FOR QUEBEC

SURRENDER OF CHARTER

Notice is hereby given that Comité des Célébrations du Canada au Québec/Celebrate Canada Committee for Quebec intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

March 30, 2010

LUC BUISSON
President

[15-1-o]

COMITÉ DES CÉLÉBRATIONS DU CANADA AU QUÉBEC/CELEBRATE CANADA COMMITTEE FOR QUEBEC

ABANDON DE CHARTE

Avis est par les présentes donné que Comité des Célébrations du Canada au Québec/Celebrate Canada Committee for Quebec demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu du paragraphe 32(1) de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 30 mars 2010

Le président
LUC BUISSON

[15-1-o]

KOTT FAMILY FOUNDATION / FONDATION FAMILLE KOTT

SURRENDER OF CHARTER

Notice is hereby given that KOTT FAMILY FOUNDATION / FONDATION FAMILLE KOTT intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

March 31, 2010

DOMINIQUE SCHITTECATTE
Secretary

[15-1-o]

KOTT FAMILY FOUNDATION / FONDATION FAMILLE KOTT

ABANDON DE CHARTE

Avis est par les présentes donné que KOTT FAMILY FOUNDATION / FONDATION FAMILLE KOTT demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu du paragraphe 32(1) de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 31 mars 2010

Le secrétaire
DOMINIQUE SCHITTECATTE

[15-1-o]

THE PARKWAY FOUNDATION OF OTTAWA-CARLETON/LA FONDATION PARKWAY D'OTTAWA-CARLETON

SURRENDER OF CHARTER

Notice is hereby given that THE PARKWAY FOUNDATION OF OTTAWA-CARLETON/LA FONDATION PARKWAY D'OTTAWA-CARLETON intends to apply to the Minister of Industry for leave to surrender its charter pursuant to subsection 32(1) of the *Canada Corporations Act*.

February 3, 2010

HERB WESTMAN
President

[15-1-o]

THE PARKWAY FOUNDATION OF OTTAWA-CARLETON/LA FONDATION PARKWAY D'OTTAWA-CARLETON

ABANDON DE CHARTE

Avis est par les présentes donné que THE PARKWAY FOUNDATION OF OTTAWA-CARLETON/LA FONDATION PARKWAY D'OTTAWA-CARLETON demandera au ministre de l'Industrie la permission d'abandonner sa charte en vertu du paragraphe 32(1) de la *Loi sur les corporations canadiennes*.

Le 3 février 2010

Le président
HERB WESTMAN

[15-1-o]

PROPOSED REGULATIONS

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Table of Contents

Table des matières

	Page
Environment, Dept. of the	
Renewable Fuels Regulations	734
Fisheries and Oceans, Dept. of	
Tarium Niryutait Marine Protected Areas Regulations	819
Transport, Dept. of	
Regulations Amending the Transportation of Dangerous Goods Regulations (Amendment 9)	840

	Page
Environnement, min. de l'	
Règlement sur les carburants renouvelables	734
Pêches et des Océans, min. des	
Règlement sur les zones de protection marine de Tarium Niryutait	819
Transports, min. des	
Règlement modifiant le Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (modification n° 9)	840

Renewable Fuels Regulations

Statutory authority

Canadian Environmental Protection Act, 1999

Sponsoring department

Department of the Environment

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(*This statement is not part of the Regulations.*)

Executive summary

Issue: Greenhouse gases (GHGs) are primary contributors to climate change. The most significant sources of GHG emissions are anthropogenic, mostly as a result of combustion of fossil fuels. The emissions of GHGs have been increasing significantly since the industrial revolution and this trend is likely to continue if no action is taken. Canada's contributions to global GHG emissions have increased since the 1990s. Historical data indicates that emissions in 2007 were about 26% above the 1990 levels. The Government of Canada is committed to reducing Canada's total GHG emissions by 20% from 2006 levels by 2020 (or approximately 280[1] megatonnes of carbon dioxide equivalent (MT CO_2e) below forecasted 2020 levels).

In 2007, the GHG emissions from the transportation sector contributed around 27% to Canada's inventory of emissions. Modeling results from Natural Resources Canada (NRCan) indicate that the use of renewable fuels in liquid petroleum fuel can contribute to GHG emission reductions on a lifecycle basis.

Existing Government of Canada initiatives on renewable fuels have had limited success in achieving significant reductions in GHG emissions. In view of the environmental concerns related to climate change, additional actions are required to further reduce these emissions.

Description: The proposed *Renewable Fuels Regulations* (proposed Regulations) are a key element of the Government's Renewable Fuels Strategy.[2] The objective of the proposed Regulations is to reduce GHG emissions by mandating an average 5% renewable fuel content based on the gasoline volume, thereby contributing towards the protection of Canadians and the environment from the impacts of climate

[1] Environment Canada, 2009, A Climate Change Plan for the Purposes of the Kyoto Protocol Implementation Act.

[2] Additional information on the Renewable Fuels Strategy is available at www.ecoaction.gc.ca/ECOENERGY-ECOENERGIE/renewablefuels-carburantsrenouvelables-eng.cfm.

Règlement sur les carburants renouvelables

Fondement législatif

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

Ministère responsable

Ministère de l'Environnement

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(*Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.*)

Résumé

Question : Les gaz à effet de serre (GES) sont les principaux contributeurs aux changements climatiques. Les plus importantes sources d'émission de GES sont anthropogéniques et résultent principalement de la combustion de combustibles fossiles. Les émissions de GES ont augmenté de façon considérable depuis la révolution industrielle et cette tendance risque de se maintenir si aucune mesure n'est prise. Les contributions du Canada aux émissions de GES mondiales ont augmenté depuis les années 1990. Les données historiques indiquent que les émissions de 2007 ont surpassé celles des années 1990 de 26 %. Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire les émissions de GES totales du Canada de 20 % des niveaux d'émissions enregistrés en 2006 d'ici 2020 (ou approximativement 280[1] mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone [Mt éq CO_2] sous les niveaux prévus en 2020).

En 2007, les émissions de GES qui provenaient du secteur du transport représentaient environ 27 % de l'inventaire des émissions du Canada. Les résultats de la modélisation effectuée par Ressources naturelles Canada (RNCan) indiquent que l'utilisation de carburants renouvelables dans les carburants liquides à base de pétrole peut contribuer à réduire les émissions de GES sur la base du cycle de vie.

Les initiatives existantes entreprises par le gouvernement du Canada visant l'utilisation de carburants renouvelables afin de réduire significativement les émissions de GES ont connu un succès mitigé. En raison des préoccupations environnementales que soulèvent les changements climatiques, des mesures supplémentaires sont requises afin de réduire davantage ces émissions.

Description : Le projet de règlement sur les carburants renouvelables (projet de règlement) est un élément clé de la Stratégie du gouvernement du Canada sur les carburants renouvelables[2]. L'objectif du projet de règlement est de réduire les émissions de GES en imposant une teneur moyenne de 5 % en carburant renouvelable basée sur le volume d'essence, contribuant ainsi à la protection des Canadiens et de

[1] Environnement Canada, 2009, Plan sur les changements climatiques aux fins de la Loi de mise en œuvre du Protocole de Kyoto.

[2] Des renseignements supplémentaires sur la Stratégie sur les carburants renouvelables sont disponibles au www.ecoaction.gc.ca/ECOENERGY-ECOENERGIE/renewablefuels-carburantsrenouvelables-fra.cfm.

change. The proposed Regulations are estimated to result in an incremental reduction of GHG emissions of about 1 MT CO_2e per year over and above the reductions attributable to existing provincial requirements already in place. The proposed Regulations fulfill the commitments under the Renewable Fuels Strategy of reducing GHG emissions from liquid petroleum fuels and create a demand for renewable fuels in Canada.

The Government of Canada is committed to reducing domestic GHG emissions by 20% below the 2006 level by 2020. These proposed Regulations, along with other initiatives such as reducing industrial emissions of GHGs and the development of regulations to limit emissions of carbon dioxide (CO_2) from cars and light-duty trucks, would contribute towards achieving Canada's domestic commitments. The proposed Regulations would promote an integrated and nationally consistent approach to achieve significant reductions in emissions of air pollutants and GHGs to protect the health and environment of Canadians.

The proposed Regulations would require fuel producers and importers to have an average renewable fuel content of at least 5% based on the volume of gasoline produced and imported. The proposed Regulations include provisions that govern the creation of compliance units, allowing trading of these units among participants and also require record keeping and reporting to ensure compliance.

Certain provisions of the proposed Regulations would come into force on the day on which they are registered, while the 5% requirement and provisions for compliance units would come into force on September 1, 2010. The proposed Regulations also include provisions requiring an average 2% renewable fuel content in diesel fuel and heating distillate oil based on annual volumes. This requirement would only be brought into force once the technical feasibility of renewable diesel fuel use under a range of Canadian conditions has been demonstrated.

Cost-benefit statement: Over a 25-year period, the proposed Regulations are estimated to result in a cumulative reduction of 23.8 MT CO_2e in GHG emissions (or an average annual incremental reduction of 1 MT CO_2e per year). Although it is difficult to quantify and monetize the full range of benefits attributable to the proposed Regulations, and such an exercise does not take into account the broader socio-economic benefits of the full range of elements of Canada's climate change strategy, it is estimated that on their own the benefits of the proposed Regulations would be $580.8 million using a carbon price of $25 per tonne. Other benefits to the economy would also complement the benefits to the environment from the proposed Regulations, including increased production of renewable fuels and related increased employment and income. In addition, other government initiatives to improve vehicle efficiency and to develop next generation renewable fuel production technologies are also expected to contribute towards GHG emission reductions over time.

l'environnement des répercussions associées aux changements climatiques. Il est estimé que le projet de règlement pourrait générer une réduction différentielle annuelle des émissions de GES d'environ une mégatonne d'équivalent en dioxyde de carbone (Mt éq CO_2), au-delà des réductions attribuables aux exigences provinciales déjà en place. Le projet de règlement permet de s'acquitter des engagements prévus dans la Stratégie sur les carburants renouvelables, laquelle vise à réduire les émissions de GES dues aux carburants liquides à base de pétrole et à créer une demande pour les carburants renouvelables au Canada.

Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire les émissions de GES nationales de 20 % sous les niveaux d'émission de 2006 d'ici 2020. Ce projet de règlement, de concert avec d'autres initiatives telles que la réduction des émissions industrielles de GES et l'élaboration d'un règlement visant à limiter les émissions de dioxyde de carbone (CO_2) provenant des automobiles et des véhicules utilitaires légers, contribuerait à l'atteinte des engagements nationaux du Canada. Le projet de règlement permettrait de promouvoir une approche cohérente et intégrée à l'échelle nationale en vue de réduire de façon significative les émissions de polluants atmosphériques et de GES afin de protéger la santé et l'environnement des Canadiens.

Le projet de règlement exigerait que les producteurs et importateurs de carburant aient une teneur moyenne d'au moins 5 % en carburant renouvelable basée sur le volume d'essence produite et importée. Le projet de règlement comprend des dispositions qui régissent la création d'unités de conformité et qui permettent l'échange de ces unités entre les participants. Ces derniers devraient également tenir des registres et produire des rapports pour assurer la conformité.

Certaines dispositions du projet de règlement entreraient en vigueur à compter du jour de son enregistrement alors que l'exigence du 5 % et les dispositions liées aux unités de conformité entreraient en vigueur le 1er septembre 2010. Le projet de règlement inclut aussi des dispositions exigeant une teneur moyenne de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage basée sur les volumes annuels. Cette exigence n'entrera en vigueur qu'une fois que la faisabilité technique de l'utilisation du carburant diesel renouvelable dans l'ensemble des conditions canadiennes aura été démontrée.

Énoncé des coûts et avantages : Sur une période de 25 ans, on estime que le projet de règlement engendrera une réduction cumulative des émissions de GES de l'ordre de 23,8 mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone (Mt éq CO_2) [ou une réduction différentielle annuelle moyenne d'une Mt éq CO_2]. Bien qu'il soit difficile de quantifier et d'attribuer une valeur monétaire à l'ensemble des avantages attribuables au projet de règlement et qu'un tel exercice ne tienne pas compte des avantages socio-économiques plus étendus associés à la gamme complète des éléments de la stratégie du Canada sur les changements climatiques, il est estimé que, à eux seuls, les avantages associés au projet de règlement seraient de 580,8 millions de dollars en utilisant un prix du carbone de 25 $ par tonne. D'autres avantages économiques viendraient aussi complémenter les avantages environnementaux associés au projet de règlement, comme l'augmentation de la production de carburants renouvelables et l'accroissement du nombre d'emplois et du revenu. De plus, il faut s'attendre à ce que d'autres initiatives gouvernementales en vue d'améliorer l'efficacité des véhicules et de développer les technologies de production des carburants renouvelables de la prochaine génération puissent contribuer à la réduction des émissions de GES au fil du temps.

The present value of the cost associated with the proposed Regulations is estimated to be $3.2 billion. Gasoline producers and importers would incur costs of $936.2 million, which includes investments needed to upgrade or modify refinery installations and distribution and blending systems; construction cost for renewable fuel plants are estimated to be $264.8 million; costs to consumers are expected to total $2 billion resulting from increased fuel consumption due to the lower energy content of ethanol-blended gasoline; and costs to the federal government for enforcement, compliance promotion and development and maintenance of the electronic reporting system would be approximately $2.3 million. Income from the crop sector is estimated to increase by 0.7%. While the income impacts in the livestock sector are expected to decline by less than 1%, no measurable impacts on downstream sectors are expected.

Business and consumer impacts: The distribution of impacts on industry and consumers would be relatively modest, but uneven across the country in part due to existing mandates in some provinces and the availability of renewable fuels. As a result, the proposed Regulations would have minimal impacts in some provinces or regions (such as British Columbia, Manitoba, Saskatchewan and Ontario) where ethanol-blended gasoline is already available, with most impacts concentrated in regions where renewable fuel requirements are not yet in place.

The total incremental cost to the petroleum refining sector is expected to be 1.3% of industry revenue. Positive impacts in terms of increased sales volume due to lower energy content of ethanol-blended gasoline for fuel producers are expected. These could amount to 10% of the $2 billion in total incremental costs to consumers. The renewable fuel production sector stands to gain the most from the increase in the demand for renewable fuels. Some increase in employment and other economic activities are also expected.

The impact on consumers would be reflected partly as an increase in gasoline demand due to the lower energy content of ethanol-blended gasoline in comparison to conventional gasoline. These impacts would mainly be incurred in provinces (such as Alberta, Quebec and the Atlantic Provinces) where renewable fuel mandates are currently not in place. On a per-vehicle basis, the average annual impact on consumer expenditure on gasoline is estimated to be $34 for 2011.

In addition, consumers may also be impacted by a small increase in fuel price at the pump if the fuel producers pass on their incremental costs down the supply chain. The precise magnitude of the price impact, given differences between regions and across fuel suppliers, is difficult to predict. In the event that all industry costs are passed on to the consumers, it is estimated that average price increase over the 25-year period ranges from 0.07 ¢/L in provinces like Ontario where a provincial mandate is already in place to 0.30 ¢/L in Quebec and the Atlantic Provinces where renewable fuel requirements

La valeur actualisée des coûts associés au projet de règlement est évaluée à 3,2 milliards de dollars. Les producteurs et importateurs d'essence pourraient encourir des coûts de 936,2 millions de dollars, lesquels comprennent les investissements nécessaires pour mettre à niveau ou modifier les installations de raffinage ainsi que les systèmes de distribution et de mélange; les coûts de construction des usines de carburant renouvelable sont estimés à 264,8 millions de dollars; les coûts totaux prévus qui seront encourus par les consommateurs sont de 2 milliards de dollars, lesquels résultent de la consommation accrue de combustibles (le carburant à l'éthanol possède un contenu énergétique plus faible); et les coûts qui seront défrayés par le gouvernement fédéral afin d'assurer l'application, la promotion de la conformité, le développement ainsi que le maintien d'un système de déclaration électronique seraient d'environ 2,3 millions de dollars. Il a été estimé que le revenu du secteur des cultures pourrait augmenter de 0,7 %. Alors que les répercussions sur le revenu du secteur du bétail devraient diminuer de moins de 1 %, aucune répercussion mesurable dans les secteurs en aval n'est prévue.

Incidences sur les entreprises et les consommateurs : La répartition des incidences sur l'industrie et les consommateurs serait relativement modeste mais inégale à l'échelle du pays en raison des mandats existants de certaines provinces et de la disponibilité des carburants renouvelables. Par conséquent, le projet de règlement pourrait avoir des incidences minimales dans certaines provinces ou régions (comme la Colombie-Britannique, le Manitoba, la Saskatchewan et l'Ontario) où le mélange essence-éthanol est déjà disponible, avec des répercussions surtout concentrées dans les régions où les exigences en carburant renouvelable ne sont pas encore en place.

On prévoit que les coûts différentiels totaux pour le secteur du raffinage du pétrole représenteront 1,3 % des revenus de l'industrie. Des répercussions positives en ce qui a trait à l'accroissement du volume des ventes attribuable au contenu énergétique plus faible du mélange essence-éthanol pour les producteurs de carburant sont à prévoir. Celles-ci pourraient s'élever jusqu'à 10 % des coûts différentiels totaux de 2 milliards de dollars qui doivent être encourus par les consommateurs. Le secteur de la production de carburant renouvelable est celui qui pourrait profiter le plus de l'augmentation de la demande pour les carburants renouvelables. Certains accroissements sont à prévoir, notamment au niveau de l'emploi et de d'autres activités économiques.

Pour les consommateurs, les incidences se manifesteraient en partie par une augmentation de la demande d'essence en raison du contenu énergétique du mélange essence-éthanol plus faible comparativement à l'essence conventionnelle. Ces répercussions seraient principalement encourues dans les provinces (comme l'Alberta, le Québec et les provinces de l'Atlantique) où les mandats en carburant renouvelable ne sont pas actuellement en place. La répercussion annuelle moyenne sur les dépenses des consommateurs pour l'essence est estimée à 34 $ par véhicule pour 2011.

De plus, le consommateur pourrait être touché par une légère augmentation du prix de l'essence à la pompe si les producteurs de carburant transmettent les coûts différentiels à la chaîne d'approvisionnement. L'ampleur précise de la répercussion sur le prix est difficile à prédire, étant donné les différences entre les régions et entre les fournisseurs de carburant. Dans le cadre du scénario où toutes les entreprises de raffinage transmettent ces coûts aux consommateurs, on estime que l'accroissement du prix moyen sur une période de 25 ans pourrait varier de 0,07 ¢/L dans une province comme

are not in place. In most cases, such small price increases are likely to be unnoticeable given the usual price fluctuations experienced in the gasoline market.

As the impacts on the agricultural sector's income and production are expected to be less than 1%, the impacts on downstream meat and food processing sector as well as on food prices are expected to be minimal.

Domestic and international coordination and cooperation: Extensive consultations were conducted with industry, provincial and territorial governments, other federal government departments and environmental non-governmental organizations (ENGOs). The renewable fuel content requirements were developed based on these consultations. In addition, discussions with the United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA) were also undertaken to better understand the development process of their rule.

Performance measurement and evaluation plan: The evaluation of the proposed Regulations would be based, among other criteria, on the volume of renewable fuel blended with liquid petroleum fuels in Canada. This would be determined from information and data submitted in accordance with the reporting requirements. The proposed Regulations would also be evaluated based on criteria included in the evaluation plan of Environment Canada's components of the regulation of renewable fuel content in gasoline, diesel and heating distillate oil. This evaluation plan will be completed in the 2009–2010 fiscal year.

l'Ontario où un mandat provincial est déjà en place, à 0,30 ¢/L au Québec et dans les provinces de l'Atlantique où les exigences en carburant renouvelable ne sont pas en place. Dans la plupart des cas, il est probable que ces faibles accroissements du prix ne soient pas perceptibles étant donné les fluctuations du prix que l'on voit normalement sur le marché de l'essence.

Étant donné qu'on prévoit que les répercussions sur le revenu et la production du secteur agricole soient de moins de 1 %, on s'attend à ce que les répercussions en aval, dans les secteurs de la production de la viande et de la nourriture, de même que sur le prix de la nourriture, soient minimes.

Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale : On a mené des consultations de grande envergure auprès de l'industrie, des gouvernements provinciaux et territoriaux, des autres ministères du gouvernement fédéral et des organisations environnementales non gouvernementales (OENG). Les exigences liées à la teneur en carburant renouvelable ont été élaborées en se basant sur ces consultations. De plus, des discussions ont eu lieu avec la Environmental Protection Agency des États-Unis (U.S. EPA) afin de mieux comprendre le processus utilisé pour élaborer leur règlement.

Mesures de rendement et plan d'évaluation : L'évaluation du projet de règlement serait basée, entre autres, sur le volume de carburant renouvelable mélangé avec des carburants liquides à base de pétrole au Canada. Cet indicateur serait déterminé à l'aide des renseignements et des données soumis en accord avec l'exigence de déclarer ces informations. Le projet de règlement serait aussi évalué sur la base des critères inclus dans le plan d'évaluation des composantes d'Environnement Canada du règlement sur le contenu de carburant renouvelable dans l'essence, le carburant diesel et le mazout de chauffage. Ce plan d'évaluation sera complété au cours de l'exercice 2009-2010.

Issue

Greenhouse gases, upon being emitted to the atmosphere, alter its composition, thereby affecting its chemical and physical properties. As a result of human activities, predominantly the combustion of fossil fuels, the atmospheric concentrations of GHGs have increased substantially since the onset of the industrial revolution. This has led to an enhanced greenhouse effect — or global warming — and other climatic changes and represents a global air pollution problem. In view of the historical emissions of GHGs from anthropogenic sources, and the quantity of emissions expected over the century, GHGs as a significant air pollutant are expected to remain the greatest contributors to climate change.

Historical data on GHG emissions indicate that the transportation sector accounts for approximately 27% of GHGs[3] emitted in Canada in 2007. Natural Resources Canada, through the use of their GHGenius model (version 3.15) have determined that GHG emissions from liquid petroleum fuels, on a lifecycle basis and under typical Canadian conditions, can be reduced with the use of renewable fuels.

Question

Lorsque des gaz à effet de serre sont émis dans l'atmosphère, ils altèrent sa composition et perturbent donc ses propriétés chimiques et physiques. En raison des activités humaines, et principalement de la combustion de combustibles fossiles, les concentrations atmosphériques de GES ont considérablement augmenté depuis le début de la révolution industrielle. Ce phénomène a accru l'effet de serre — ou le réchauffement climatique — ainsi que d'autres changements climatiques et représente, par conséquent, un problème de pollution atmosphérique mondial. À la lumière des émissions historiques de GES provenant de sources anthropogéniques, et de la quantité d'émissions prévues au cours du siècle, on s'attend à ce que les GES, en tant que polluants atmosphériques, demeurent les principaux contributeurs aux changements climatiques.

Les données historiques sur les émissions de GES[3] indiquent que le secteur du transport est responsable d'environ 27 % des GES émis au Canada en 2007. Ressources naturelles Canada (RNCan) a déterminé, au moyen de son modèle GHGenius (version 3.15), que l'on peut réduire les émissions de GES générées par les combustibles liquides à base de pétrole, sur la base du cycle de vie et sous des conditions canadiennes typiques, en utilisant des carburants renouvelables.

[3] Environment Canada's GHG emission inventory can accessed from www.ec.gc.ca/pdb/GHG/inventory_e.cfm.

[3] L'inventaire des émissions de GES d'Environnement Canada est disponible au www.ec.gc.ca/pdb/GHG/inventory_f.cfm.

A recent study[4] by Health Canada has examined the human health implications due to changes in air quality that may arise from the use of 10% ethanol content in gasoline (E10) in Canada. These health impacts were compared to those associated with the use of conventional gasoline. The results indicate that the ubiquitous use of E10 in Canada would result in minimal changes in the levels of ambient air pollutants. It is estimated that small decreases in atmospheric concentrations of benzene, 1,3-butadiene, and carbon monoxide (CO) would occur along with a slight increase in atmospheric acetaldehyde concentration. The use of E10 was estimated to have almost no impact on nitrogen dioxide (NO_2), sulphur dioxide (SO_2), ozone and particulate matter ($PM_{2.5}$) levels. Although the proposed Regulations would require an average of 5% content of renewable fuel in the national gasoline pool, it is expected that companies will generally market E10 to meet the national renewable fuel requirement, so that the expected effects on air emissions would be similar.

Given the continued contribution of GHG emissions from the transportation sector to air pollution, its impact on climate change and Canada's national and international commitments and interests, actions by government on a number of fronts are required to achieve significant reductions in these emissions. While the Health Canada study found that the ubiquitous use of E10 in Canada would result in minimal changes in levels of ambient air pollutants (such as CO, NO_2, SO_2 and $PM_{2.5}$), a substantial reduction in air pollution associated with GHG emissions can be achieved as a result of the proposed Regulations.

Strategic Environmental Screening

In 2006, Environment Canada conducted a Strategic Environmental Screening of the Government of Canada's intent to require an average 5% renewable fuel content based on the volume of gasoline and 2% renewable fuel content in diesel and heating distillate oil, and the resulting impacts on air pollution. The screening, which was conducted prior to the development of the Renewable Fuels Strategy, considered impacts on GHG emissions and air pollutants as a result of the proposed renewable fuel content requirement.

The screening indicated the proposed renewable fuel content requirement for gasoline, diesel and heating distillate oil is expected to increase use of ethanol over and above the provincial mandates already in place. Emissions reduction factors from the NRCan model (GHGenius) indicated that both these requirements represented a potential reduction of approximately 2.75 MT CO_2e emissions per year, more than double the emissions reductions generated by provincial regulations. Since 2006, a number of provinces have established renewable fuel requirements.

With respect to air pollutant emissions (such as NO_x, SO_x) as a result of a 5% renewable fuel requirement under representative Canadian conditions, test results from the United States were used. The U.S. results suggest that widespread use of 10% ethanol could decrease volatile organic compounds (VOCs) and $PM_{2.5}$ by 7% and 50%, respectively. On the other hand, increases in

[4] Health Canada (2009), Health risks and benefits associated with the use of 10 percent ethanol-blended gasoline in Canada (draft report)

Une étude récente[4] réalisée par Santé Canada a examiné les répercussions possibles sur la santé humaine des changements de la qualité de l'air en raison de l'utilisation, au Canada, d'essence dont la teneur en éthanol est de 10 % (E10). Pour ce faire, les répercussions sur la santé ont été comparées aux répercussions associées à l'essence conventionnelle. Les résultats indiquent que l'utilisation généralisée de l'E10 au Canada n'engendrerait que des changements minimaux pour ce qui est des niveaux de polluants atmosphériques ambiants. Une légère diminution des concentrations atmosphériques de benzène, de 1,3-butadiène et de monoxyde de carbone (CO) est prévue ainsi qu'une légère augmentation de la concentration atmosphérique d'acétaldéhyde. On estime que l'utilisation d'E10 n'aura pratiquement aucunes répercussions sur les niveaux de dioxyde d'azote (NO_2), de dioxyde de soufre (SO_2), d'ozone et de particules ($PM_{2,5}$). Même si le projet de règlement exigeait un contenu moyen en carburant renouvelable de 5 % dans les stocks d'essence nationaux, on s'attend à ce que les compagnies fassent généralement la promotion de l'E10 afin de respecter les exigences nationales en carburant renouvelable. Par conséquent, il est possible d'anticiper que les effets sur les émissions atmosphériques seraient similaires.

Puisque le secteur du transport contribue continuellement aux émissions de GES et donc à la pollution atmosphérique, et en raison des impacts de ce secteur sur les changements climatiques et sur les engagements et les intérêts nationaux et internationaux du Canada, des mesures adoptées par le gouvernement sur plusieurs plans sont nécessaires afin de réduire significativement ces émissions. Alors que l'étude de Santé Canada a révélé que l'utilisation généralisée de l'E10 au Canada pourrait générer des changements mineurs au niveau des concentrations de polluants dans l'air ambiant (tels que CO, NO_2, SO_2 et $PM_{2,5}$), une réduction considérable de la pollution atmosphérique associée aux émissions de GES peut être obtenue conséquemment au projet de règlement.

Évaluation environnementale stratégique

En 2006, Environnement Canada a mené une évaluation environnementale stratégique concernant l'intention du gouvernement du Canada d'exiger une teneur moyenne en carburant renouvelable de 5 % basée sur le volume d'essence et de 2 % dans le carburant diesel et le mazout de chauffage, et les impacts sur la pollution atmosphérique en découlant. L'évaluation, qui a eu lieu avant l'élaboration de la Stratégie sur les carburants renouvelables, a tenu compte des répercussions sur les émissions de GES et des polluants atmosphériques associées à l'exigence en teneur de carburant renouvelable proposée.

L'évaluation prévoyait que l'exigence en teneur de carburant renouvelable proposée dans l'essence, le diesel et le mazout de chauffage augmenterait l'utilisation de l'éthanol au-delà des mandats provinciaux déjà en place. Les facteurs de réduction des émissions, selon le modèle de RNCan (GHGenius), ont révélé que ces deux exigences correspondraient à une réduction potentielle des émissions d'environ 2,75 Mt éq CO_2 par année, soit plus que le double des réductions d'émissions attribuables aux règlements provinciaux. Depuis 2006, un certain nombre de provinces ont fixé des exigences en matière de carburant renouvelable.

Les résultats d'essais des États-Unis ont permis d'évaluer, pour des conditions canadiennes typiques, les émissions de polluants atmosphériques (comme les NO_x et les SO_x) à la suite de l'exigence de la teneur de 5 % en carburant renouvelable. Les résultats des États-Unis semblent indiquer que l'usage répandu de 10 % d'éthanol pourrait diminuer les composés organiques volatils

[4] Santé Canada (2009), [Risques pour la santé et bénéfices associés à l'utilisation de mélanges essence-éthanol contenant 10 % d'éthanol au Canada] (ébauche)

NO_2 emissions between 0 and 15%, as well as increases in acetaldehyde (a recognized carcinogen) by 100% are also expected. The impacts of biodiesel use were also assessed based on U.S. test results and are expected to be more balanced. The United States test results indicate that use of 20% biodiesel could reduce most emissions, including acetaldehyde (by approximately 7%). However, NO_2 emissions may increase or decrease by up to 2%. The preliminary assessment by Health Canada also indicated that there are no expected health impacts associated with ethanol use at blends of up to 10%.

Objectives

The Government of Canada made commitments under the Renewable Fuels Strategy to reduce GHG emissions by introducing regulations to require renewable fuel content based on gasoline, diesel and heating distillate oil volumes. The objective of the proposed Regulations is to reduce GHG emissions, thereby contributing towards the protection of Canadians and the environment from the impacts of climate change and air pollution. The proposed Regulations are estimated to result in a reduction of GHG emissions of about one MT CO_2e per year. This represents a significant reduction in air pollution, equivalent to taking a quarter of a million vehicles off the road. This would be achieved through a requirement for an average annual 5% renewable fuel content based on the volume of gasoline produced and imported. These proposed Regulations also support the Renewable Fuels Strategy objective to expand Canadian use of renewable fuels by creating a demand for these fuels in the Canadian marketplace.

The proposed Regulations are part of the Government's overall approach to reduce emissions of GHGs and air pollutants to protect the health and environment of Canadians. The Government of Canada is committed to reducing these emissions through regulatory measures such as developing regulations to limit emissions of CO_2 from cars and light-duty trucks as well as measures to reduce emissions of air pollutants and GHGs from major industrial sources. The proposed Regulations, in conjunction with these measures, are expected to contribute towards achieving the Government of Canada's commitment to reduce domestic emissions of GHGs by 20% below the 2006 level.

The general approach adopted for the proposed Regulations aligns with the U.S. Renewable Fuel Standard, while taking into consideration specific Canadian climatic and economic conditions.

Description

The proposed Regulations

The proposed Regulations, developed under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999), would require gasoline fuel producers and importers to have an average annual renewable fuel content equal to at least 5% of the volume of gasoline that they produce or import, commencing in September 2010. The requirement for renewable fuel content would be on the basis of the regulatee's total annual volumes. Compliance is based on the calendar year, other than the first compliance period which is a 16-month period, extending from September 1, 2010, to December 31, 2011.

(COV) et les $PM_{2,5}$ de 7 % et de 50 % respectivement. En revanche, une augmentation des émissions de NO_2 entre 0 et 15 % et de l'acétaldéhyde (un cancérogène reconnu) de 100 % est également prévue. Les répercussions de l'utilisation du biodiesel ont également été évaluées selon les résultats d'essais américains et devraient être mieux équilibrées. Les résultats d'essais américains révèlent que l'utilisation de 20 % de biodiesel pourrait réduire la plupart des émissions, y compris l'acétaldéhyde (de près de 7 %). Cependant, les émissions de NO_2 pourraient augmenter ou diminuer jusqu'à 2 %. L'évaluation préliminaire de Santé Canada a aussi révélé qu'il n'y a aucun effet prévu sur la santé en lien avec l'utilisation d'éthanol dans des mélanges de 10 % ou moins.

Objectifs

Le gouvernement du Canada a pris des engagements en vertu de la Stratégie sur les carburants renouvelables afin de réduire les émissions de GES en instaurant des règlements qui imposent une certaine teneur en carburant renouvelable basée sur les volumes d'essence, de carburant diesel et de mazout de chauffage. Le projet de règlement vise à réduire les émissions de GES et, par le fait même, à contribuer à la protection des Canadiens et de l'environnement contre les répercussions associées aux changements climatiques et à la pollution atmosphérique. On estime que le projet de règlement pourrait générer une réduction de GES d'environ une Mt éq CO_2 par année. Ceci représente une réduction significative de la pollution atmosphérique, soit l'équivalent de faire disparaître un quart de million de véhicules de la route et pourrait être réalisé en exigeant une teneur moyenne annuelle de 5 % en carburant renouvelable sur la base du volume d'essence produit et importé. Ce projet de règlement appuie également l'objectif de la Stratégie sur les carburants renouvelables visant à accroître l'utilisation de carburants renouvelables au Canada en créant une demande pour ces carburants sur le marché canadien.

Le projet de règlement fait partie de l'approche globale du gouvernement visant à réduire les émissions de GES et de polluants atmosphériques afin de protéger la santé et l'environnement des Canadiens. Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire ces émissions au moyen de mesures réglementaires telles que l'élaboration de règlements visant à limiter les émissions de CO_2 provenant des automobiles et des véhicules utilitaires légers ainsi que de mesures pour réduire les émissions de GES et de polluants atmosphériques générées à partir de sources industrielles majeures. On s'attend à ce que le projet de règlement, conjointement avec l'adoption de ces mesures, puisse contribuer au respect de l'engagement du gouvernement du Canada de réduire les émissions nationales de GES de 20 % sous les niveaux d'émissions enregistrés en 2006.

L'approche générale qui a été adoptée dans le projet de règlement s'aligne sur la Norme sur les carburants renouvelables des États-Unis tout en prenant en considération les conditions climatiques et économiques spécifiques au Canada.

Description

Le projet de règlement

Le projet de règlement, élaboré en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)], exigerait que les producteurs et importateurs d'essence aient une teneur moyenne annuelle d'au moins 5 % en carburant renouvelable basée sur le volume d'essence produite ou importée, et ce, à compter de septembre 2010. L'exigence relative à la teneur en carburant renouvelable se baserait sur les volumes annuels totaux des personnes réglementées. La conformité est évaluée selon l'année civile, à l'exception de la première période de conformité qui s'étendrait sur une période de 16 mois, soit du 1er septembre 2010 au 31 décembre 2011.

Renewable fuel content in any liquid petroleum-based fuel would be recognized as contributing towards meeting the 5% renewable fuel content. These renewable fuels can be produced from any type of renewable fuel feedstock (for example corn, wheat, barley, forestry and wood waste), but does not include spent pulping liquor[5] (often referred to as black liquor). Renewable fuels produced from municipal solid waste materials would also be recognized, provided the municipal solid waste material has a demonstrated biogenic carbon content of greater than 50% of the total carbon content. Moreover, it cannot contain undesirable materials such as pesticides, paints, petroleum oils, tire material and others, as prescribed in the proposed Regulations.

The proposed Regulations also include a system of tradable compliance units to enable gasoline fuel producers and importers to demonstrate compliance. This would bridge the gap between the point at which fuel is produced or imported and the point at which renewable fuel is blended with gasoline. Renewable fuels are most often blended close to their point of use, at locations downstream of the refinery. Regulatory provisions have been included to allow for the creation and trading of compliance units, which represent litres of renewable fuel. Companies can obtain, through trading, compliance units from others participating in the trading system in situations where they cannot blend renewable fuels in their gasoline, or they may use the compliance units that they have created by blending renewable fuel in gasoline, diesel or other petroleum fuels.

The Renewable Fuels Strategy includes a requirement for an average annual 2% renewable fuel content in diesel and heating distillate oil by 2011, intended to be implemented upon successful demonstration of renewable diesel fuel use under the range of Canadian conditions. The proposed Regulations include provisions for this requirement, but do not specify a coming into force date. The coming into force date for this requirement will be determined at a later date subject to the technical feasibility of renewable content in diesel fuel and heating distillate oil. Natural Resources Canada is currently conducting demonstration projects to assess the technical feasibility.

In addition to the general provisions, the proposed Regulations are divided in three parts. The key elements are summarized in the sections below.

General provisions

The general provisions of the proposed Regulations indicate when specific sections do not apply and address how volumes are to be measured. Specific sections of the proposed Regulations do not apply to persons that only produce or import fuel volumes for special uses (such as exports, aviation, scientific research, competition vehicles, military combat equipment, feedstocks in the production of chemicals, gasoline sold for or delivered for use in Newfoundland and Labrador, the Northwest Territories, Yukon, Nunavut and the part of Quebec that is north of latitude 60° N and gasoline that is in transit through Canada).

[5] Spent pulping liquor is defined in the Regulations as meaning "a by-product of the chemical process of turning wood into pulp that consists of wood residue and pulping agents."

Tout carburant liquide à base de pétrole qui contient du carburant renouvelable pourrait contribuer à l'exigence relative à la teneur de 5 % en carburant renouvelable. Ces carburants renouvelables peuvent provenir de n'importe quel type de matière première de carburant renouvelable (par exemple le maïs, le blé, l'orge, les résidus forestiers et les déchets de bois), à l'exception de la liqueur de cuisson résiduaire[5] (que l'on nomme souvent « liqueur noire »). Les carburants renouvelables qui proviennent de déchets solides municipaux seraient aussi reconnus, en autant que les déchets solides municipaux aient une teneur en carbone biogénique prouvée supérieure à 50 % de la teneur totale en carbone. De plus, les déchets solides municipaux ne peuvent contenir des substances indésirables comme des pesticides, des peintures, des huiles de pétrole, des substances provenant de pneus et autres, telles que décrites dans le projet de règlement.

Le projet de règlement comprend également un mécanisme d'échange des unités de conformité pour permettre aux producteurs et aux importateurs d'essence de démontrer leur conformité. Ce mécanisme devrait assurer le lien entre le point de production ou d'importation de carburant et le point où le carburant renouvelable est mélangé avec l'essence. Les carburants renouvelables sont souvent mélangés à des endroits plus près de leur utilisation, autres que l'endroit du raffinage. Des dispositions législatives sont prévues afin de permettre la création et l'échange d'unités de conformité — les unités de conformité représentent des litres de carburant renouvelable. Les personnes réglementées peuvent obtenir, dans le cadre d'échanges, des unités de conformité auprès d'autres participants au mécanisme d'échange lorsqu'elles ne peuvent mélanger les carburants renouvelables à leur essence, ou elles peuvent utiliser les unités de conformité qu'elles ont créées en mélangeant le carburant renouvelable à l'essence, au carburant diesel ou à d'autres carburants à base de pétrole.

La Stratégie sur les carburants renouvelables comprend une disposition qui impose une teneur moyenne annuelle de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel ou le mazout de chauffage prévue pour 2011 ou avant, lorsque l'initiative de démonstration de l'utilisation du carburant diesel renouvelable dans l'ensemble des conditions canadiennes aura été couronnée de succès. Le projet de règlement comprend des dispositions liées à cette exigence, mais la date à laquelle celle-ci entrera en vigueur n'est pas précisée. La date d'entrée en vigueur de cette exigence sera déterminée plus tard lorsque la faisabilité technique d'un contenu en carburant renouvelable dans le carburant diesel et dans le mazout de chauffage aura été déterminée. Ressources naturelles Canada procède actuellement à des projets de démonstration pour évaluer la faisabilité technique.

En plus des dispositions générales, le projet de règlement se divise en trois parties. Les sections qui suivent présentent un résumé des éléments clés.

Dispositions générales

Les dispositions générales du projet de règlement décrivent quand certains articles ne s'appliquent pas et comment les volumes de carburant seront mesurés. Certains articles du projet de règlement ne s'appliquent pas aux personnes qui produisent ou importent des quantités de carburant destinées seulement à des utilisations spéciales (telles que l'exportation, l'aviation, la recherche scientifique, les véhicules de compétition, l'équipement militaire de combat, à titre de matière première dans la production de produits chimiques, de même que l'essence vendue ou livrée pour usage à Terre-Neuve-et-Labrador, dans les Territoires du

[5] Dans le Règlement, nous définissons la liqueur de cuisson résiduaire comme suit : « sous-produit du procédé chimique par lequel le bois est transformé en pâte et qui est composé de résidus du bois et d'agents de cuisson. »

In addition, any regulatee that produces or imports less than 400 m^3 of fuel in a compliance period is not subject to the renewable fuel content requirements of the proposed Regulations. Persons that produce or import fuels below the 400 m^3 threshold or for special uses are nevertheless subject to some record-keeping provisions detailed in the proposed Regulations. A person producing or importing quantities below this threshold level may elect to participate in the trading system by registering as a participant. In this case, all the applicable requirements of the proposed Regulations would apply.

Part 1 of the proposed Regulations: Requirements pertaining to gasoline[6]

Part 1 sets out the proposed requirements pertaining to

- 5% renewable fuel content of the gasoline pool;[7]
- methodologies for determining the gasoline and distillate pools;
- compliance units, which are to be used for establishing compliance with the regulations (each compliance unit represents one litre of renewable fuel);
- calculation methodologies for the determination of required renewable fuel volumes; and
- registration provisions.

Exclusions

The proposed Regulations allow the following specific uses to be excluded from the pool when calculating the required renewable fuel volume:

- fuels used for special purposes such as aviation, competition vehicles, scientific research, chemical feedstock, and military combat equipment;
- fuel used in the Northwest Territories; Yukon; Nunavut; and Quebec, north of the 60th parallel;
- gasoline used in Newfoundland and Labrador; and
- fuel exported from Canada or in transit through Canada.

Registration requirements

A one-time registration report must be submitted to Environment Canada by the primary suppliers (as described in the proposed Regulations) upon reaching the 400 m^3 threshold for the production or import of gasoline or of diesel fuel and heating distillate oil. The information is required for facilities producing gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, blending renewable fuel, using biocrude as feedstock to produce liquid petroleum fuel, as well as the province of import. The details on the type of information to be provided in the registration report are set out in Schedule 1 and 2 of the proposed Regulations.

[6] Note that compliance units created from blending renewable fuel in diesel fuel and heating distillate oil can be used for compliance with the 5% requirement.

[7] Pool refers to the respective total volumes of gasoline or diesel fuel and heating distillate oil that are produced and imported during a compliance period.

Nord-Ouest, au Yukon, au Nunavut et dans la partie de la province de Québec située au nord du soixantième degré de latitude nord et l'essence qui transite par le Canada).

De plus, toute personne réglementée qui produit ou importe moins de 400 m^3 de carburant dans une période de conformité n'est pas assujettie aux exigences concernant la teneur en carburant renouvelable du projet de règlement. Les personnes qui produisent ou importent moins de 400 m^3 de carburant ou du carburant destiné seulement à des utilisations spéciales sont également assujetties à certaines des dispositions concernant la tenue de registres, telles qu'elles sont décrites dans le projet de règlement. Une personne qui produit ou importe des quantités en deçà du niveau seuil de 400 m^3 peut élire de participer au mécanisme d'échange en s'enregistrant en tant que participant. Dans ce cas, toutes les exigences applicables du projet de règlement s'appliqueraient.

Partie 1 du projet de règlement : Exigences relatives à l'essence[6]

La Partie 1 décrit les exigences proposées en ce qui concerne :

- la teneur d'au moins 5 % en carburant renouvelable des stocks d'essence[7];
- les méthodologies pour déterminer les stocks d'essence et les stocks de distillat;
- les unités de conformité en tant que moyen pour se conformer au règlement (une unité de conformité représente un litre de carburant renouvelable);
- les méthodes de calcul pour déterminer les volumes de carburant renouvelable nécessaires;
- les dispositions liées à l'enregistrement.

Exclusions

Le projet de règlement prévoit que les carburants utilisés aux fins suivantes seront exclus du calcul des stocks pour établir le volume de carburant renouvelable nécessaire :

- le carburant utilisé à des fins spéciales telles que l'aviation, les véhicules de compétition, la recherche scientifique, les matières premières chimiques et l'équipement militaire de combat;
- le carburant utilisé dans les Territoires du Nord-Ouest, au Yukon, au Nunavut et dans la partie de la province de Québec située au nord du soixantième degré de latitude nord;
- l'essence utilisée à Terre-Neuve-et-Labrador;
- le carburant exporté à l'extérieur du Canada ou qui transite par le Canada.

Exigences liées à l'enregistrement

Les fournisseurs principaux (tels qu'ils sont décrits dans le projet de règlement) doivent transmettre un rapport d'enregistrement unique à Environnement Canada lorsqu'ils atteignent le seuil de 400 m^3 de production ou d'importation d'essence ou de carburant diesel et de mazout de chauffage. Des renseignements sont nécessaires pour les installations qui produisent de l'essence, du carburant diesel ou du mazout de chauffage, qui mélangent le carburant renouvelable et qui utilisent du biobrut comme matière première dans la production de carburant à base de pétrole liquide, ainsi que pour la province d'importation. Les annexes 1 et 2 du projet de règlement décrivent les types de renseignements qui doivent être fournis dans le rapport d'enregistrement.

[6] Veuillez noter que l'on peut utiliser les unités de conformité créées lors du mélange de carburant renouvelable à du carburant diesel et du mazout de chauffage pour démontrer la conformité avec l'exigence de 5 %.

[7] Le terme « stock » se rapporte aux volumes totaux respectifs d'essence ou de carburant diesel et de mazout de chauffage produits et importés durant une période de conformité.

In the event of a change in the information, the updated information would need to be submitted to Environment Canada no later than five days after the change.

Part 2 of the proposed Regulations: Tradable compliance units system

Part 2 establishes the requirements for a compliance unit trading system for participants which are primary suppliers and others who elect to participate in the trading system.

The regulatory requirements governing the creation and the limits on the creation of compliance units, ownership, provisions for trading, conditions to allow carrying compliance units forward and back between compliance periods, and cancellation of the compliance units are detailed in the proposed Regulations.

Election to participate in a trading system

Primary suppliers are automatically considered trading system participants. Elective participation in the trading system, after submitting a one-time registration report, would also be allowed for persons that

- blend renewable fuel with liquid petroleum fuel;
- use biocrude as a feedstock to produce a liquid petroleum fuel other than gasoline, diesel fuel or heating distillate oil;
- import a liquid petroleum fuel, other than gasoline, diesel fuel and heating distillate oil, that contains renewable fuel;
- sell neat (pure) renewable fuel to a neat renewable fuel consumer (final user) for use as fuel in a combustion device; or
- use neat renewable fuel that they produced or imported as fuel in a combustion device.

These persons are referred to as elective participants. If an elective participant chooses to withdraw their participation, they may do so after notifying Environment Canada, submitting any outstanding reports and cancelling their remaining compliance units.

Participants in the trading system would have the option of creating compliance units at the time of

- blending renewable fuel into liquid petroleum fuel;
- importing liquid petroleum fuel with renewable fuel content;
- using biocrude as a feedstock to produce liquid petroleum fuel;
- selling neat (pure) renewable fuel to a neat renewable fuel consumer (final user) for use in a combustion device; and
- using neat renewable fuel produced or imported as fuel in a combustion device.

There are two types of compliance units: distillate and gasoline. A distillate compliance unit may be created from any of the above actions with respect to diesel fuel or heating distillate oil (such as blending renewable fuel into diesel fuel or heating distillate oil, or importing diesel fuel or heating distillate oil with renewable fuel content). Gasoline compliance units may be created from any of the above actions in respect of liquid petroleum fuels other than diesel fuel or heating distillate oil (such as blending renewable fuel into gasoline or importing gasoline with renewable fuel content).

Si les renseignements changent, il faut fournir une mise à jour à Environnement Canada au plus tard cinq jours après le changement.

Partie 2 du projet de règlement : Mécanisme d'échange des unités de conformité

La Partie 2 établit les exigences du mécanisme d'échange pour les participants, y compris les fournisseurs principaux et les participants volontaires.

Les exigences réglementaires qui régissent la création des unités de conformité et les limites quant à leur création, la propriété, les dispositions relatives à l'échange, les conditions qui permettent le report prospectif ou rétrospectif des unités de conformité entre les périodes de conformité et l'annulation des unités de conformité sont décrites dans le projet de règlement.

Choix de participer à un mécanisme d'échange des unités de conformité

Les fournisseurs principaux deviennent automatiquement des participants au mécanisme d'échange. Les personnes qui effectuent les activités suivantes pourraient également participer au mécanisme d'échange après avoir avisé Environnement Canada de leur choix en transmettant un rapport d'enregistrement unique :

- mélanger du carburant renouvelable à du carburant à base de pétrole liquide;
- utiliser du biobrut comme matière première dans la production de carburant liquide autre que de l'essence, du carburant diesel et du mazout de chauffage;
- importer un carburant à base de pétrole liquide, autre que de l'essence, du carburant diesel et du mazout de chauffage contenant du carburant renouvelable;
- vendre du carburant renouvelable pur à un consommateur de carburant renouvelable pur pour alimenter des appareils à combustion;
- utiliser du carburant renouvelable pur qu'elles ont produit ou importé comme carburant dans un appareil à combustion.

Ces personnes sont des participants volontaires au mécanisme d'échange. Un participant volontaire peut décider de cesser de participer au mécanisme d'échange. Pour ce faire, il doit aviser Environnement Canada, transmettre tous les rapports dus et annuler les unités de conformité qu'il lui reste.

Les participants au mécanisme d'échange auraient le choix de créer des unités de conformité lors des activités suivantes :

- le mélange du carburant renouvelable à un carburant à base de pétrole liquide;
- l'importation de carburant à base de pétrole liquide contenant du carburant renouvelable;
- l'utilisation de biobrut comme matière première dans la production de carburant à base de pétrole liquide;
- la vente de carburant renouvelable pur à un consommateur de carburant renouvelable pur pour alimenter un appareil à combustion;
- l'utilisation de carburant renouvelable pur produit ou importé comme carburant dans un appareil à combustion.

Il y a deux types d'unités de conformité : celles visant le distillat et celles visant l'essence. Une unité de conformité visant le distillat peut être créée à partir de n'importe quelle action mentionnée ci-dessus pour le carburant diesel et le mazout de chauffage (telle que le mélange de carburant renouvelable à du carburant diesel ou du mazout de chauffage, ou l'importation de carburant diesel ou de mazout de chauffage comportant un contenu en carburant renouvelable). Les unités de conformité visant l'essence pourraient être créées à partir de n'importe quelle action mentionnée ci-dessus pour ce qui est des carburants à base de

Generally, compliance units may only be used to demonstrate compliance in the compliance period during which they were created. Under specific conditions outlined in the proposed Regulations, some compliance units may be carried back into the previous compliance period, and excess compliance units may be carried forward for use in the following compliance period. Distillate compliance units may also be used to establish compliance with the 5% requirement for gasoline.

Part 3 of the proposed Regulations: Records and reporting

Reports must be signed by an authorized official and submitted electronically in the format provided by Environment Canada. In the event that a format has not been provided, paper reports may be submitted.

Reporting, record-keeping and retention of information

The proposed Regulations prescribe specific record-keeping and annual reporting requirements for primary suppliers, elective participants, producers or importers of renewable fuels and sellers of fuel for export, other than participants in the trading system. The submission deadlines for the annual reports are specified in the proposed Regulations.

Auditor's report

Participants in the trading system and renewable fuel producers and importers must have their records and reports audited by an independent auditor to assess whether or not their practices and procedures are appropriate to demonstrate compliance with the proposed Regulations. The audit report must contain the information set out in Schedule 3 of the proposed Regulations, be signed by the auditor and submitted by the participant in the trading system and the renewable fuel producers and importers by June 30 following the end of a compliance period. The first audit report is due June 30, 2012.

Registration and reports for producers and importers of renewable fuels

A one-time registration report must be submitted to Environment Canada by producers and importers of renewable fuels at least one day before producing and/or importing the 400th m^3 of renewable fuel during a compliance period. The registration information, as prescribed in Schedule 6 of the proposed Regulations, is required for each production facility at which renewable fuel is produced and for each province into which renewable fuel is imported.

In the event of a change in the information provided to Environment Canada, the submission of the updated information to Environment Canada would be required no later than five days after the change.

Producers and importers of renewable fuel must also submit an annual report to Environment Canada by February 15 following the end of a compliance period. The first such report is due February 15, 2012. In addition, producers and importers of renewable fuel have record-keeping obligations under the proposed Regulations.

pétrole liquide autres que le carburant diesel ou le mazout de chauffage (telle que le mélange de carburant renouvelable à l'essence ou l'importation d'essence comportant un contenu renouvelable).

En général, les unités de conformité peuvent seulement être utilisées pour démontrer la conformité lors de la période de conformité durant laquelle elles ont été créées. En vertu de conditions spécifiques mentionnées dans le projet de règlement, certaines unités de conformité peuvent être reportées de façon rétrospective à la période de conformité précédente et les unités de conformité excédentaires peuvent être reportées de façon prospective à la période de conformité qui suit. Les unités de conformité visant le distillat peuvent aussi être utilisées pour établir la conformité avec l'exigence du 5 % pour l'essence.

Partie 3 du projet de règlement : Registres et rapports

Les rapports doivent être signés par un agent autorisé et soumis électroniquement selon le format fourni par Environnement Canada. Advenant le cas où Environnement Canada n'aurait pas fourni de format électronique, des rapports papier peuvent être soumis.

Déclaration, tenue de registres et conservation des renseignements

Le projet de règlement prévoit des exigences précises pour la tenue de registres et la transmission annuelle de rapports par les fournisseurs principaux, les participants volontaires au mécanisme d'échange, les producteurs ou importateurs de carburants renouvelables, et les vendeurs de carburant destiné à l'exportation autres que les participants au mécanisme d'échange. Les échéances pour la transmission des rapports annuels sont précisées dans le projet de règlement.

Rapport du vérificateur

Les participants au mécanisme d'échange et toute personne qui produit ou importe du carburant renouvelable doivent faire vérifier par un vérificateur indépendant leurs registres et rapports afin d'évaluer si leurs pratiques et procédures sont appropriées pour démontrer la conformité au projet de règlement. Le rapport de vérification doit contenir tous les renseignements décrits à l'annexe 3 du projet de règlement et le vérificateur doit le signer. Les participants au mécanisme d'échange et les personnes qui produisent ou importent du carburant renouvelable doivent transmettre le rapport au plus tard le 30 juin suivant la fin de la période de conformité. Le premier rapport de vérification doit être remis le 30 juin 2012 au plus tard.

Enregistrement et rapports pour les producteurs et importateurs de carburants renouvelables

Les producteurs et importateurs de carburants renouvelables doivent transmettre un rapport d'enregistrement unique à Environnement Canada au moins une journée avant de produire ou d'importer le 400e m^3 de carburant renouvelable lors d'une période de conformité. Les renseignements d'enregistrement, tels qu'ils sont décrits à l'annexe 6 du projet de règlement, sont requis pour chaque installation de production où l'on produit du carburant renouvelable et pour chaque province où est importé le carburant renouvelable.

En cas de modification des renseignements fournis dans le rapport d'enregistrement transmis à Environnement Canada, la personne doit présenter une mise à jour du rapport dans les cinq jours suivant la modification.

Les producteurs et importateurs de carburant renouvelable doivent également transmettre un rapport annuel à Environnement Canada au plus tard le 15 février qui suit la fin d'une période de conformité. Le premier rapport doit être remis le 15 février 2012 au plus tard. De plus, ils doivent tenir des registres en vertu du projet de règlement.

Records and reports for sellers of fuel for export

Persons who sell fuel for export, but are not participants in the trading system, must retain certain records and submit an annual report to Environment Canada by February 15 following the end of a compliance period. The first such report is due February 15, 2012.

Report on measurement methods

Any person who submits a registration report would also be required to submit a one-time report to Environment Canada on the methods used for measuring volumes, as prescribed in Schedule 8. The submission of the report would be required on or before the day on which the registration report is submitted. In the event that the information provided changes, the submission of updated information to Environment Canada would be required no later than five days after the change.

All records or copies of reports and notices, as prescribed in the proposed Regulations, must be kept for at least five years at the regulatee's principal place of business in Canada.

Coming into force

The proposed Regulations would come into force on the day on which they are registered; however, some provisions come into force later, starting on September 1, 2010. These include

- a requirement for 5% renewable content based on a primary supplier's gasoline pool;
- requirements around the creation and use of compliance units; and
- reporting and record keeping, with the exception of registration and a report on measurement methods.

The coming into force of the proposed requirements for a 2% annual renewable fuel content in diesel fuel and heating distillate oil would be determined based on the technical feasibility as stated above.

Background

Total GHG emissions in Canada in 2007 were 747 Mt CO_2e, which were about 26% above the 1990 levels. Canadian emissions come from a broad range of sources throughout the economy, including industry (47%), transportation (27%), industrial processes (7%), agriculture (8%), and other sources (11%).[8] Given the significance of its contribution to Canadian emissions, each sector must play a role in addressing the challenges of climate change.

National context

Since 1980, the Government of Canada has supported development of alternative fuels and has been active in the research and development of technologies and in the implementation of market-based programs (such as fiscal incentives and economic assistance) to encourage the production and use of renewable fuel.

A number of demonstration programs aimed at evaluating and promoting the production and use of renewable fuels have been implemented by the Government of Canada, such as the Biodiesel Targeted Measure and the Ethanol Expansion Program (EEP).

[8] *Canada's 2007 Greenhouse Gas Inventory: A Summary of Trends* can be accessed from: www.ec.gc.ca/pdb/GHG/inventory_report/2007/som-sum_eng.cfm.

Registres et rapports pour les vendeurs de carburant destiné à l'exportation

Les personnes qui vendent du carburant destiné à l'exportation, mais qui ne sont pas des participants au mécanisme d'échange, doivent tenir certains registres et transmettre un rapport annuel à Environnement Canada au plus tard le 15 février qui suit la fin d'une période de conformité. Le premier rapport doit être remis le 15 février 2012 au plus tard.

Rapport sur les méthodes de mesures des volumes

Toute personne qui transmet un rapport d'enregistrement doit aussi transmettre un rapport unique à Environnement Canada sur les méthodes utilisées pour mesurer les volumes, tel qu'il est prévu à l'annexe 8. Le rapport doit être transmis la journée même de la transmission du rapport d'enregistrement ou avant. En cas de modification des renseignements fournis dans le rapport transmis à Environnement Canada, la personne doit présenter une mise à jour du rapport dans les cinq jours suivant la modification.

Tel qu'il est décrit dans le projet de règlement, la personne doit conserver tous les registres et les copies de rapports et d'avis pendant au moins cinq ans à son établissement principal au Canada.

Entrée en vigueur

Le projet de règlement entrerait en vigueur la journée de son enregistrement. Cependant, les dispositions suivantes entreront en vigueur plus tard, à compter du 1er septembre 2010 :

- l'exigence relative à la teneur d'au moins 5 % en carburant renouvelable des stocks d'essence d'un fournisseur principal;
- l'exigence qui se rapporte à la création et à l'utilisation des unités de conformité;
- la transmission de rapports et la tenue de registres, à l'exception de l'enregistrement et du rapport sur les méthodes de mesure.

L'entrée en vigueur de l'exigence proposée en ce qui concerne une teneur annuelle de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage dépendra de la faisabilité technique, tel qu'il est indiqué ci-dessus.

Contexte

En 2007, les émissions de GES totales pour le Canada s'élevaient à 747 Mt éq CO_2, ce qui représente une hausse de 26 % du niveau enregistré dans les années 1990. Les émissions canadiennes sont générées par une vaste gamme de sources au sein de l'économie, incluant : l'industrie (47 %), le transport (27 %), les procédés industriels (7 %), l'agriculture (8 %) et d'autres sources (11 %)[8]. Puisque chaque secteur contribue considérablement aux émissions canadiennes, ils ont tous un rôle à jouer face aux défis associés aux changements climatiques

Contexte national

Depuis 1980, le gouvernement du Canada appuie le développement de carburants de remplacement et joue un rôle actif dans la recherche et le développement des technologies et dans la mise en œuvre de programmes fondés sur le marché (tels que des incitatifs fiscaux et de l'aide économique) afin d'encourager la production et l'utilisation de carburant renouvelable.

Le gouvernement du Canada a déployé un certain nombre de programmes de démonstration ayant pour objet d'évaluer et de promouvoir la production et l'utilisation de carburants renouvelables, comme le Biodiesel Targeted Measure et le Programme d'expansion du marché de l'éthanol.

[8] Le rapport *Inventaire canadien des gaz à effet de serre pour 2007 : Sommaire des tendances* est disponible au : www.ec.gc.ca/pdb/GHG/inventory_report/2007/som-sum_fra.cfm.

Through the implementation of programs such as these, the Government of Canada has demonstrated its commitment to expanding the production and use of cleaner, renewable biofuels such as ethanol and biodiesel. More recently, the Government of Canada adopted the four-pronged Renewable Fuels Strategy to

- reduce GHG emissions resulting from fuel use;
- encourage greater production of renewable fuels;
- provide new market opportunities for agricultural producers and rural communities; and
- accelerate the commercialization of new renewable fuel technologies (such as cellulosic).

Subsequently, in support of the Renewable Fuels Strategy, on December 30, 2006, the Government of Canada published a notice of intent[9] to develop regulations that would require an average 5% renewable fuel content based on gasoline volumes by 2010 and an average 2% for diesel fuel and heating distillate oil volumes by no later than 2012.

On April 23, 2007, the Government of Canada established the ecoAgriculture Biofuels Capital Initiative (ecoABC)[10] for which Agriculture and Agri-food Canada (AAFC) is responsible. This four-year $200 million initiative would provide repayable contributions of up to $25 million per project to help farmers overcome the challenges of raising the capital necessary for the construction or expansion of renewable fuel production facilities.

Another program in support of the Renewable Fuels Strategy is the ecoENERGY for Biofuels Initiative (ecoENERGY)[11] managed by NRCan. Announced on December 3, 2007, the ecoENERGY program supports the production of renewable alternatives to gasoline and diesel and encourages the development of a competitive domestic industry for renewable fuels. This program will invest up to $1.5 billion over nine years in support of renewable fuels production in Canada.

The 2007 budget also made $500 million available over eight years to the Sustainable Development Technology Canada (SDTC)[12] overseen by Environment Canada and NRCan to establish — in collaboration with the private sector — large-scale facilities for the production of next-generation renewable fuels. Next-generation renewable fuels produced from non-food feedstocks (such as wheat straw, corn stover, wood residue and switchgrass) have the potential to generate greater environmental benefits in terms of GHG emission reductions than traditional renewable fuels.

In addition to these commitments, the 2008 budget provided a further $10 million over two years for scientific research and analysis on renewable fuels emissions to support the development of regulations, and demonstration projects to assess the technical feasibility of biodiesel under Canadian climate and conditions.

[9] The notice of intent can be accessed from http://gazette.gc.ca/archives/p1/2006/2006-12-30/html/notice-avis-eng.html.

[10] Additional information on the program is available at www.ecoaction.gc.ca/index-eng.cfm.

[11] Ibid.

[12] Additional information on the program is available at www.sdtc.ca/en/index.htm.

En déployant de tels programmes, le gouvernement du Canada a démontré son engagement à accroître la production et l'utilisation de biocarburants renouvelables, plus propres, comme l'éthanol et le biodiesel. Plus récemment, le gouvernement du Canada a adopté la Stratégie sur les carburants renouvelables, qui comporte quatre volets. Cette stratégie vise à :

- réduire les émissions de GES associées à l'utilisation de carburant;
- encourager une production plus importante de carburants renouvelables;
- fournir aux exploitants agricoles et aux collectivités rurales de nouveaux débouchés;
- accélérer la commercialisation de nouvelles technologies liées aux carburants renouvelables (tels que l'éthanol cellulosique).

Afin d'appuyer la Stratégie sur les carburants renouvelables, le gouvernement du Canada a ensuite publié un avis d'intention[9] le 30 décembre 2006 en vue d'élaborer une réglementation qui imposerait une teneur moyenne de 5 % en carburant renouvelable basée sur le volume d'essence d'ici 2010 et une teneur moyenne de 2 % en carburant renouvelable dans le carburant diesel et le mazout de chauffage d'ici 2012 au plus tard.

Le 23 avril 2007, le gouvernement du Canada a instauré l'Initiative pour un investissement écoagricole dans les biocarburants (IIEB)[10], administré par Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC). Ce programme de quatre ans d'une valeur de 200 millions de dollars prévoit des subventions remboursables allant jusqu'à 25 millions de dollars par projet pour aider les agriculteurs à rassembler le capital nécessaire pour la construction ou l'agrandissement d'installations destinées à la production de biocarburants.

Un autre programme à l'appui de la Stratégie sur les carburants renouvelables est le programme écoÉNERGIE pour les biocarburants (écoÉNERGIE)[11], administré par RNCan. Annoncé le 3 décembre 2007, le programme écoÉNERGIE stimule la production de carburants de remplacement pour l'essence et le diesel et encourage le développement d'une industrie canadienne des carburants renouvelables concurrentielle. Dans le cadre de ce programme, le gouvernement investira jusqu'à 1,5 milliard de dollars sur une période de neuf ans afin de soutenir la production de carburants renouvelables au Canada.

Le budget de 2007 a également mis à la disposition de Technologies du développement durable Canada (TDDC)[12], supervisé par Environnement Canada et RNCan, 500 millions de dollars sur huit ans, pour investir — en collaboration avec le secteur privé — dans l'établissement de grandes installations de production de carburants renouvelables de prochaine génération. Ces carburants, produits à partir de résidus agricoles et de rebuts de bois, comme la paille de blé, la canne de maïs, les déchets ligneux et le panic raide, pourraient procurer des bienfaits encore plus grands pour l'environnement (sur le plan de la réduction des GES) que les carburants renouvelables conventionnels.

En plus de ces engagements, le budget de 2008 a réservé 10 millions de dollars au cours des deux années suivantes à des travaux de recherche scientifique et d'analyse des émissions de carburants renouvelables pour appuyer l'élaboration de règlements, ainsi qu'à des projets de démonstration visant à évaluer la faisabilité technique du biodiesel sous les conditions climatiques canadiennes.

[9] L'avis d'intention est disponible au http://gazette.gc.ca/archives/p1/2006/2006-12-30/html/notice-avis-fra.html.

[10] Des renseignements supplémentaires sur le programme sont disponibles au www.ecoaction.gc.ca/index-fra.cfm.

[11] *Ibid*.

[12] Des renseignements supplémentaires sur le programme sont disponibles au www.sdtc.ca/fr/index.htm.

The proposed Regulations would further support the use of renewable fuels in Canada and increase the demand for these fuels. Domestic production levels are expected to be influenced by the initiatives in place under the Renewable Fuels Strategy.

Actions in other Canadian jurisdiction

Some provinces have established minimum renewable fuel content requirement for gasoline. The following table summarizes the provincial requirements for gasoline that have been announced or implemented to date.

Table 1: Legislated Provincial Renewable Fuel Mandates for Gasoline

Province	Regulated Level[1]	Implementation Timeframe
British Columbia	5%	By 2010
Saskatchewan	7.5%	In 2007
Manitoba	8.5%	In 2008
Ontario	5%	In 2007

Source: Canada West Foundation (February 2008), *Building on Our Strengths — An Inventory of Current Federal, Provincial, and Territorial Climate Change Policies*.

[1] The existing mandated provincial percentages are based on the volumes used or sold to end users, rather than on volumes of gasoline produced.

The penetration of renewable fuel for the legislated mandates is expected to be significant. Indeed, projections suggest that provincial requirements currently in force would result in the use of nearly 1.3 billion litres of renewable fuel by 2010, or about 3.2% of the projected Canadian gasoline pool and 67% of the proposed regulatory requirement.

Alberta has announced its intention to introduce a regulation in November 2010 requiring 5% renewable fuel content in gasoline. Quebec has a target of 5% renewable fuel in 2012 based on cellulosic; however, it does not plan to put in place a regulation to this effect.

Actions in international jurisdictions

Global production and use of renewable fuels has long been on the rise for reasons that range from concerns about air quality and climate change associated with petroleum fuels, to rising oil prices and energy security. Renewable fuel requirements have been implemented by various countries, including the United States, Brazil, European Union (EU), Japan and India.

United States

The United States passed the Renewable Fuels Standard (RFS) in 2007 through their *Energy Policy Act of 2005*. Their initial regulated requirement was set at the volume of renewable fuel in the market at the time, which equated to an annual average requirement of 4.02% ethanol in gasoline. The level has been revised annually based on renewable fuel volumes set out in the *Energy Independence and Security Act of 2007* and forecast gasoline consumption. For 2010, their proposed level based on current projections of gasoline volumes is 9.37%. The RFS also includes a credit trading system which allows regulatees to comply with the RFS through the purchase of credits. It also permits renewable fuels that are not blended into gasoline, such as biodiesel and

Le projet de règlement appuierait l'utilisation de carburants renouvelables au Canada et pourrait accroître la demande pour ces carburants. On prévoit que les niveaux de production nationaux seront influencés par les initiatives déployées dans le cadre de la Stratégie sur les carburants renouvelables.

Actions dans les autres juridictions canadiennes

Certaines provinces ont établi une teneur minimale en carburant renouvelable pour l'essence. Le tableau suivant résume les exigences provinciales qui ont été annoncées ou sont entrées en vigueur à ce jour en ce qui concerne l'essence.

Tableau 1 : Mandats provinciaux prescrits par la loi en ce qui concerne la teneur en carburant renouvelable dans l'essence

Province	Niveau réglementé[1]	Calendrier de mise en œuvre
Colombie-Britannique	5 %	D'ici 2010
Saskatchewan	7,5 %	En 2007
Manitoba	8,5 %	En 2008
Ontario	5 %	En 2007

Source : Canada West Foundation (février 2008), *Building on Our Strengths — An Inventory of Current Federal, Provincial, and Territorial Climate Change Policies*.

[1] Les pourcentages provinciaux qui sont imposés se fondent sur les volumes utilisés ou vendus aux utilisateurs finaux plutôt que sur la quantité d'essence produite.

On prévoit que la pénétration du carburant renouvelable qui découlera de ces mandats prescrits par la loi sera importante. Effectivement, les prévisions suggèrent que les exigences provinciales actuellement en vigueur pourraient susciter l'utilisation de près de 1,3 milliard de litres de carburant renouvelable d'ici 2010, soit environ 3,2 % du stock d'essence canadien prévu et 67 % de l'exigence réglementaire proposée.

L'Alberta a annoncé qu'elle prévoit instaurer une réglementation en novembre 2010 qui exigerait une teneur de 5 % en carburant renouvelable dans l'essence. Quant à la province de Québec, elle vise une teneur en carburant renouvelable de 5 % d'ici 2012, fondée sur l'éthanol cellulosique. Cependant, elle ne prévoit pas instaurer de réglementation à cet effet.

Actions dans les juridictions internationales

La production et l'utilisation mondiales de carburants renouvelables est à la hausse depuis un certain temps, et ce, pour plusieurs raisons telles que des préoccupations au sujet de la qualité de l'air et des changements climatiques en raison des carburants à base de pétrole, l'augmentation des prix du pétrole et la sécurité énergétique. Divers pays ont instauré des exigences en matière de carburants renouvelables, y compris les États-Unis, le Brésil, l'Union européenne (UE), le Japon et l'Inde.

Les États-Unis

En 2007, les États-Unis ont adopté la Renewable Fuels Standard (RFS) [Norme sur les carburants renouvelables] établie en vertu de la *Energy Policy Act of 2005* (Loi sur la politique énergétique de 2005). L'exigence réglementaire initiale avait été établie en fonction du volume de carburant renouvelable disponible sur le marché à ce moment-là, ce qui correspondait à une teneur moyenne annuelle de 4,02 % en éthanol dans l'essence. Le niveau est révisé chaque année en fonction des volumes de carburants renouvelables établis dans la *Energy Independence and Security Act of 2007* et selon les prévisions en matière de consommation d'essence. Pour 2010, le niveau proposé aux États-Unis, en fonction des prévisions actuelles en ce qui concerne le volume

biogas, to be included in the RFS program. The rule defines who generates the credits and under what conditions, how credits are transferred from one party to another and the weighting factor for credits from different types of renewable fuel.

In May 2007, the United States proposed revisions to the national RFS program (referred to as RFS2). The revised requirements establish new specific volume requirements for cellulosic biofuel, biomass-based diesel, advanced biofuel and conventional renewable fuel. Of these modifications, the most notable is the volume standard under RFS2, which has been increased beginning in 2008 from 5.4 to 9.0 billion gallons. Thereafter, the required volume would continue to increase, eventually reaching 36 billion gallons by 2022.

The *Energy Independence and Security Act of 2007* also established new renewable fuel categories and eligibility requirements, including setting the first ever mandatory GHG reduction thresholds for the various categories of fuels. For each renewable fuel pathway, GHG emissions would be evaluated over the full lifecycle, including production and transport of the feedstock; land use change; production, distribution, and blending of the renewable fuel; and end use of the renewable fuel. The lifecycle GHG emissions performance reduction thresholds as established by EISA range from 20% to 60% reduction depending on the renewable fuel category.

The RFS2 requirements would apply to foreign producers, in addition to the domestic producers and blenders.

European Union

In May 2003, the EU put in place the *Directive on the promotion of the use of biofuels and other renewable fuels for transport* (the directive) for promoting the use of renewable fuels for EU transport. The directive stipulated that national measures must be taken by countries across the EU aiming at replacing 5.75% of gasoline and diesel with renewable fuels by December 31, 2010. This rises to a minimum of 10% in 2020. The percentages are calculated on the basis of energy content of the fuel and apply to gasoline and diesel fuel for transport purposes placed on the markets of member states. Member states were encouraged to take on national "indicative" targets in conformity with the overall target.

On January 14, 2008, the EU Environment Commissioner announced that the EU was rethinking its biofuel program due to environmental and social concerns. The resulting Fuel Quality Directive calls for tighter lifecycle GHG savings thresholds for biofuels over conventional fuels, which begin at 35% and rise incrementally to 60% by 2018.

Brazil

Since it was first launched in 1975, the Brazilian Ethanol Program has been one of the largest commercial applications of biomass for energy production and use in the world. In 1976, the

d'essence, est de 9,37 %. La RFS (Norme sur les carburants renouvelables) inclut aussi un système de crédits et d'échange qui permet aux personnes réglementées de se conformer aux exigences par l'achat de crédits. Ceci permet également aux carburants renouvelables qui ne sont pas mélangés dans l'essence, comme le biodiesel et le biogaz, d'être inclus dans le programme de la RFS. De plus, la règle définit qui peut générer les crédits et sous quelles conditions de même que la façon dont les crédits sont transférés d'un participant à l'autre. Le facteur de pondération des crédits attribué à partir de différents types de carburant renouvelable est également précisé.

En mai 2007, les États-Unis ont proposé des révisions au programme national de la RFS (RFS2). Les exigences révisées établissent de nouvelles exigences quant au volume de biocarburants cellulosiques, de diesel à base de biomasse, de biocarburants avancés et de carburants renouvelables conventionnels. Dans le cadre de la RFS2, la révision la plus notoire concerne la norme associée au volume, qui est augmentée, à compter de 2008, de 5,4 milliards de gallons à 9,0 milliards de gallons. Par la suite, le volume requis pourrait continuer à augmenter pour éventuellement atteindre 36 milliards de gallons d'ici 2022.

La *Energy Independence and Security Act of 2007* a également établi de nouvelles catégories de carburant renouvelable et des nouvelles exigences d'admissibilité, en incluant la mise en place du premier seuil de réduction obligatoire des GES pour les différentes catégories de carburants. Les émissions de GES seraient évaluées sur tout le cycle de vie de chaque carburant, en incluant la production et le transport des matières premières, le changement de l'utilisation des terres, la production, la distribution, le mélange ainsi que l'usage final du carburant renouvelable. Les seuils de performance de réduction des émissions de GES sur la base du cycle de vie, tels qu'établis par l'EISA, varient de 20 % à 60 % en fonction de la catégorie de carburant renouvelable.

Les exigences de la RFS2 s'appliqueraient aux producteurs étrangers, en plus des producteurs, importateurs et mélangeurs nationaux.

L'Union européenne

En mai 2003, l'UE a instauré la *Directive visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports* (la directive) afin de promouvoir l'utilisation de carburants renouvelables dans les transports de l'UE. La directive stipule que les pays qui font partie de l'UE doivent prendre des mesures nationales en vue de remplacer 5,75 % de l'essence et du diesel par des carburants renouvelables d'ici le 31 décembre 2010. Ce niveau augmentera pour atteindre un minimum de 10 % en 2020. Les pourcentages sont calculés en fonction du contenu énergétique du carburant et s'appliquent à l'essence et au carburant diesel utilisés à des fins de transport et qui sont disponibles sur le marché des états membres. On encourageait les états membres à établir des cibles nationales « indicatrices » en conformité avec la cible globale.

Le 14 janvier 2008, le commissaire de l'environnement de l'UE a annoncé que l'UE révisait son programme sur les biocarburants en raison de préoccupations environnementales et sociales. La directive européenne sur la qualité des carburants qui en est ressortie prévoit des seuils plus serrés en ce qui concerne les réductions de GES au cours de leur cycle de vie afin de favoriser les biocarburants au lieu des carburants conventionnels. Les seuils débutent à 35 % et augmentent progressivement jusqu'à 60 % d'ici 2018.

Le Brésil

Depuis son lancement en 1975, le programme pour l'éthanol du Brésil représente l'une des plus importantes applications commerciales de l'utilisation de la biomasse pour la production et

government made it mandatory to blend ethanol with gasoline, and the mandatory blend level was originally set at 10%. Mandatory blend levels have increased incrementally since then, and on July 1, 2007, the mandatory blend was raised to 25% of ethanol in gasoline.

In 2004, Brazil also launched the National Program for Production and Use of Biodiesel. The legislation, put in place in 2005, established minimum percentages for biodiesel in diesel fuel. Between 2008 and 2012, the mandatory requirement is set at 2%, increasing to 5% from 2013 onwards.

Japan

The main driver for Japan's biomass policy is their commitment under the Kyoto Protocol to reduce CO_2 emissions by 6% from 1990 levels by 2010. On May 18, 2006, the Ministry of Economy, Trade and Industry introduced a new strategy to decrease fossil fuel dependency by 20% by 2030. This policy would include, among other measures, raising allowable maximum ethanol blending in gasoline from 3% to 10% by 2020.

India

India initiated a national biofuel strategy under which 5% ethanol blending in gasoline is mandatory. India has set an indicative target of a minimum 20% ethanol-blended gasoline and 10% biodiesel-blended diesel nationally by 2017.

Sector profiles

Petroleum refining sector

There are currently 16 refineries under the operation of 9 refining-marketing companies in Canada. The three major companies, namely Imperial Oil, Shell and Suncor market nationally and operate three or more refineries each. For the most part, other companies market locally and only operate one refinery. These facilities employ approximately 7 400 people in the sector. Of these facilities, four are located in Ontario, three facilities are located in each of Alberta and Quebec, two are located in British Columbia, and Saskatchewan, New Brunswick, Nova Scotia and Newfoundland and Labrador have one facility each.

The production capacity of these refineries in 2007 was approximately 117 billion litres. Refineries in Canada are generally operating at 90% of their capacity (95% being considered as the optimum utilization rate, taking into account maintenance shutdowns and other unplanned events).

A total of 108 billion litres of crude oil was sent to refineries in 2007, with imports accounting for 49.9 billion litres. The total production of refined petroleum products was approximately 123 billion litres, of which motor gasoline is the most important refined product, representing about 36% of the total production. Diesel accounts for another 23%. While the total production of refined products varies from year to year, the proportion of each product on the total does not change significantly. In January of 2007, domestic sales of refined petroleum products by region were 32% in Ontario, 20% in Quebec, 18% in Alberta, 11% in the Atlantic Provinces, and 19% in the other provinces and territories in Canada.

l'utilisation d'énergie au monde. En 1976, le gouvernement a imposé l'incorporation d'éthanol à l'essence — la teneur réglementaire initiale était de 10 %. Les teneurs réglementaires ont progressivement augmenté depuis lors et, le 1er juillet 2007, la teneur réglementaire a été augmentée à 25 % d'éthanol dans l'essence.

En 2004, le Brésil a également instauré le Programme national pour la production et l'utilisation de biodiesel. Cette loi, adoptée en 2005, établit les pourcentages minimaux de biodiesel dans le carburant diesel. Entre 2008 et 2012, l'exigence obligatoire est établie à 2 % et augmentera jusqu'à 5 % en 2013 et pour les années suivantes.

Le Japon

La politique du Japon en ce qui concerne la biomasse est principalement motivée par son engagement, en vertu du Protocole de Kyoto, à réduire ses émissions de CO_2 de 6 % en deçà des niveaux enregistrés dans les années 1990, et ce, d'ici 2010. Le 18 mai 2006, le ministre de l'économie, du commerce et de l'industrie a introduit une nouvelle stratégie pour diminuer la dépendance à l'égard des combustibles fossiles de 20 % d'ici 2030. La politique comprendrait, parmi d'autres mesures, l'augmentation de la teneur maximale en éthanol dans l'essence, la faisant passer de 3 % à 10 % d'ici 2020.

L'Inde

L'Inde a lancé une stratégie nationale sur les biocarburants qui impose une teneur de 5 % en éthanol dans l'essence. L'Inde a établi une cible indicative visant à atteindre un minimum de 20 % d'essence comprenant de l'éthanol et un minimum de 10 % de diesel mélangé avec du biodiesel à l'échelle du pays d'ici 2017.

Profils sectoriels

Secteur du raffinage du pétrole

Il y a présentement 16 raffineries au Canada, exploitées par 9 entreprises qui font le raffinage et la commercialisation au Canada. Les trois principales entreprises, soit Imperial Oil, Shell et Suncor, font la promotion de leurs produits à l'échelle nationale et exploitent trois raffineries ou plus chacune. Dans la plupart des cas, les autres entreprises font la promotion de leurs produits à l'échelle locale et exploitent seulement une raffinerie. Ces installations emploient environ 7 400 personnes dans le secteur. Parmi ces installations, quatre sont situées en Ontario; l'Alberta et le Québec en comptent chacune trois; deux sont situées en Colombie-Britannique; et la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador en comptent chacune une.

En 2007, la capacité de production de ces raffineries était d'environ 117 milliards de litres. Les raffineries au Canada fonctionnent généralement à 90 % de leur capacité (un fonctionnement à 95 % représente le taux d'utilisation optimal si on tient compte des arrêts à des fins d'entretien ainsi que d'autres événements inattendus).

En 2007, un total de 108 milliards de litres de pétrole brut ont été envoyés aux raffineries et les importations ont atteint 49,9 milliards de litres. La production totale de produits pétroliers raffinés a atteint environ 123 milliards de litres; l'essence automobile représentait la majeure partie des produits raffinés, soit environ 36 % de la production totale, alors que le diesel représente 23 % de ces produits. Bien que la production totale de produits raffinés varie d'une année à l'autre, au total, la proportion de chaque produit ne change pas de façon importante. En janvier 2007, les ventes nationales de produits pétroliers raffinés par région étaient de 32 % en Ontario, de 20 % au Québec, de 18 % en Alberta, de 11 % dans les provinces de l'Atlantique et de 19 % dans les autres provinces et territoires du Canada.

Canadian petroleum refining operations and producers of other petroleum and coal products (e.g. producers of petroleum waxes, petroleum jelly, recyclers of used motor oils) contributed an estimated $2.6 billion to Canadian gross domestic product (GDP) and accumulated $68.6 billion in total revenues in 2007. Of the 123 billion litres of refined petroleum products produced in Canada, Canadian refineries satisfied approximately 84% of domestic demand. Canada exported over 25 billion litres of refined petroleum products while importing 16 billion litres.[13]

The net revenues in the petroleum refining industry have increased from $0.8 billion in 1998 to $5.2 billion in 2007 or by 20.8% per year on average. In 2007, the growth rate was 16%.

Fuel transportation and distribution sector

The transportation and distribution infrastructure for petroleum-based fuels is primarily dominated by the major oil producers in Canada. Regional fuel producers and independent marketers have a smaller share of the distribution system. The petroleum distribution system caters to both the transportation of crude oil to refineries as well as the distribution of the refined petroleum products to the primary storage terminals. The transportation of refined petroleum product (post-refinery) is done by tanker trucks, rail, marine tankers or pipeline depending on the quantity of fuel and the geographic location.

The Canadian downstream petroleum industry can be divided into three distinct regions: Western Canada, Ontario and Quebec/Atlantic Canada. In the Quebec/Atlantic region, product movements from refineries to terminals occur primarily by ship, except for the products moved to Ontario via the Trans Northern Pipeline (TNPL) and the products moved by rail between Saint-Romuald and Montréal — for which a pipeline replacement is being considered.

In 2006, approximately 80 billion litres of refined petroleum products were moved via pipelines across Canada. In 2007, crude oil and other pipeline transportation contributed approximately $1.4 billion or approximately 0.1% to GDP. The share of total transportation of goods by rail, water and truck transportation to GDP, on the other hand, was approximately $28.5 billion or nearly 2.3% in 2007. Transportation and warehousing accounted for approximately 848 944 jobs in 2007 of which employment in truck transportation was the highest at 288 809, followed by rail transportation at 46 005; water transportation at 13 984 and petroleum, natural gas and other pipelines with 9 632 jobs.

Fuel storage terminals

There are 1 833 storage terminals spread across Canada, comprising of 76 primary terminals, 614 bulk plants and 1 143 cardlock facilities. The majority of these terminals (approximately 67%) are located in the West, with Ontario and the eastern provinces accounting for 16% and 17% of these storage terminals, respectively. Ontario, British Columbia and Quebec account for 66% of the primary terminals in Canada. These primary terminals

[13] Note that the preceding numbers for production, sales, imports and exports do not add up due to inventory changes, the refineries own consumption of products, and other reasons.

Les installations de raffinage du pétrole et les producteurs d'autres produits à base de pétrole et de charbon au Canada (par exemple les producteurs de cires de pétrole, de gelée de pétrole et les entreprises qui recyclent les huiles à moteurs usées) ont contribué 2,6 milliards de dollars au produit intérieur brut (PIB) selon les estimations et ont accumulé 68,6 milliards de dollars de revenus totaux en 2007. Avec les 123 milliards de litres de produits pétroliers raffinés produits au Canada, les raffineries canadiennes ont répondu à environ 84 % de la demande nationale. Le Canada a exporté plus de 25 milliards de litres de produits pétroliers raffinés alors qu'il en a importé 16 milliards de litres[13].

Les revenus nets de l'industrie du raffinage du pétrole sont passés de 0,8 milliard de dollars en 1998 à 5,2 milliards de dollars en 2007, soit une augmentation de 20,8 % par année en moyenne. En 2007, le taux de croissance était de 16 %.

Secteur du transport et de la distribution du carburant

L'infrastructure pour le transport et la distribution de carburant à base de pétrole est principalement dominée par les principaux producteurs de pétrole au Canada. Les producteurs de carburant régionaux et les entreprises de commercialisation indépendantes reçoivent une plus petite part du système de distribution. Le système de distribution du pétrole se rapporte au transport du pétrole brut vers les raffineries ainsi que la distribution de produits pétroliers raffinés vers les dépôts de stockage principaux. Les produits pétroliers raffinés (après raffinage) sont transportés à l'aide de camions-citernes, du système ferroviaire, de navires-pétroliers ou de pipelines selon la quantité de carburant et la situation géographique.

L'industrie pétrolière canadienne située en aval peut se diviser en trois régions distinctes : l'Ouest du Canada; l'Ontario; et le Québec et les provinces de l'Atlantique. Dans la région du Québec et de l'Atlantique, le transport des produits entre les raffineries et les dépôts s'effectue principalement par bateau à l'exception des produits qui sont destinés à l'Ontario, lesquels sont transportés par l'entremise de la Trans Northern Pipeline (TNPL), et des produits transportés par train entre Saint-Romuald et Montréal — pour lesquels on envisage de remplacer un pipeline.

En 2006, environ 80 milliards de litres de produits pétroliers raffinés ont été transportés par le biais de pipelines à l'échelle du Canada. En 2007, le transport du pétrole brut et autre transport par pipeline ont contribué environ 1,4 milliard de dollars, soit environ 0,1 % du PIB. D'autre part, en 2007, le transport total de biens par train, bateau et camion a contribué environ 28,5 milliards de dollars au PIB, soit près de 2,3 %. En 2007, le transport et l'entreposage comptaient pour 848 944 emplois. De ce chiffre, le transport par camion est responsable du plus grand nombre d'emplois, soit 288 809 emplois, suivi du transport par train avec 46 005 emplois, du transport par bateau avec 13 984 emplois et des pipelines de pétrole, de gaz naturel et autres avec 9 632 emplois.

Terminaux de stockage du carburant

Il y a 1 833 terminaux de stockage au Canada, dont 76 terminaux principaux, 614 dépôts de stockage et 1 143 dépôts à approvisionnement sélectif par carte. La plupart de ces terminaux (environ 67 %) sont situés dans l'Ouest alors que l'Ontario et les provinces de l'Est représentent 16 % et 17 % de ces terminaux de stockage, respectivement. L'Ontario, la Colombie-Britannique et le Québec représentent 66 % des principaux terminaux au Canada.

[13] Veuillez noter que les chiffres précédents en ce qui concerne la production, les ventes, les importations et les exportations ne s'élèvent pas à la somme indiquée en raison de changements dans les inventaires, de la consommation des produits par les raffineries mêmes et pour d'autres raisons.

are owned by the petroleum fuel producers and are shared to optimize efficiency. Primary terminals are, for the most part, located close to major markets and transportation modes. Multiple producers often load petroleum products at the same terminal, where the addition of proprietary additives takes place before distribution to bulk plants or retail stations. Most blending with renewable fuels would typically occur at the terminals (a small amount currently takes place at retail stations as well) and separate tanks are required on-site for renewable fuel storage before blending.

The bulk plants, representing the second level of storage facility, account for 33% of all storage facilities in Canada and are located in areas where retail distribution is not economical. They operate as secondary points of storage and distribution, but also of sales, and as such are typically not shared facilities (unlike primary terminals).

Cardlock facilities provide fuel to commercial truckers such as long-distance haulers and delivery vehicles. These are controlled access facilities, as opposed to retail stations. Diesel is the main fuel offered for sale at these facilities primarily because the principal fuel used by commercial fleets is diesel. In the last 30 years, cardlock facilities have become the principal suppliers of fuel to commercial trucking operations. Due to the lack of availability of total cardlock supply data for Canada, it is difficult to accurately estimate the share of cardlock sales volume. However, it is likely that cardlock operations account for roughly 70% of all diesel demand in Canada.

Gasoline retail sector

Marketing and retailing of gasoline is carried out by many different firms, a significant majority of whom are also involved in retailing diesel. Some of these firms are integrated refiner-marketers who produce the fuel, distribute it and market it through affiliated or licensed operators who own the individual retail outlets. Approximately 28% of retail stations are owned or operated by integrated refiner-marketers. Independent marketers (the remaining 72%) buy their product from Canadian fuel producers or import fuels and tend to be smaller operators.

The number of retail stations has declined steadily from around 20 000 in the late 1980s to less than 13 000 in 2008. Quebec and Ontario had the largest number of gasoline retail stations accounting for more than half of the total, followed by Alberta and British Columbia with 13 and 11%, respectively. The total volume of gasoline sold by the retail stations in 2007 was approximately 37.6 billion litres (and 5.7 billion litres of diesel), with a combined retail sales value of $46.1 billion. By 2008, sales had increased to $53 billion. Total retail trade, including but not limited to gasoline retail stations, in Canada accounted for approximately 6% of GDP in 2007 and accounted for nearly 2 million jobs. In the same year, the marketing margin represented approximately 5.6% of the average total pump price of gasoline, and 5.9% in 2008. Currently, ethanol-blended fuels are available at approximately 16% of the retail outlets across the country.

Les producteurs de carburant à base de pétrole sont les propriétaires de ces terminaux principaux qui sont partagés afin d'optimiser l'efficacité. La majorité des terminaux principaux sont situés près des principaux marchés et des moyens de transport. Souvent, plusieurs producteurs chargent leurs produits pétroliers dans le terminal même où sont ajoutés des additifs exclusifs avant la distribution vers les dépôts de stockage ou les stations de détail. Dans la plupart des cas, l'incorporation de carburants renouvelables serait effectuée au terminal (une petite portion s'effectue dans les stations de détail également) et il faut disposer de citernes séparées sur le site pour stocker le carburant renouvelable avant de le mélanger.

Les dépôts de stockage, soit le deuxième niveau dans les installations de stockage, représentent 33 % de toutes les installations de stockage au Canada et sont situés dans des endroits où la distribution au détail n'est pas rentable. Ils fonctionnent comme des points secondaires de stockage et de distribution mais aussi comme des points de vente et, pour cette raison, ils ne sont habituellement pas partagés (contrairement aux terminaux principaux).

Les dépôts à approvisionnement sélectif par carte fournissent du carburant aux camionneurs commerciaux, comme les remorques de longue distance et les véhicules de livraison. Ces dépôts sont des installations à accès contrôlé, contrairement aux stations de détail. Le diesel est le principal carburant offert dans ces installations, et ce, pour la principale raison que le diesel est le principal carburant utilisé par les parcs de véhicules commerciaux. Dans les 30 dernières années, les dépôts à approvisionnement sélectif par carte sont devenus les principaux fournisseurs de carburant pour les entreprises de camionnage commercial. Puisqu'il n'y a pas de données sur l'approvisionnement total des dépôts à approvisionnement sélectif par carte pour le Canada, il est difficile d'évaluer avec précision la part du volume des ventes liées aux dépôts à approvisionnement sélectif par carte. Cependant, les exploitations de dépôt à approvisionnement sélectif par carte représentent probablement environ 70 % de la totalité de la demande en diesel au Canada.

Secteur de l'essence au détail

Un grand nombre d'entreprises font la promotion et la vente au détail de l'essence et une grande partie d'entre elles font également la vente au détail de carburant diesel. Certaines de ces entreprises sont des raffineries-promoteurs intégrés qui produisent du carburant, le distribuent et en font la promotion par l'entremise d'opérateurs affiliés ou d'opérateurs autorisés qui sont propriétaires des points de vente au détail individuels. Les raffineries-promoteurs intégrés sont les propriétaires exploitants d'environ 28 % des points de vente au détail. Les promoteurs indépendants (le 72 % restant) achètent leurs produits auprès des producteurs ou importateurs de carburant canadien et sont normalement des exploitants de plus petite envergure.

Le nombre de points de vente au détail a continuellement diminué, passant d'environ 20 000 à la fin des années 1980 à moins de 13 000 en 2008. Le Québec et l'Ontario comportent le plus grand nombre de points de vente au détail de l'essence et représentent plus de la moitié du total, suivies de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, avec 13 et 11 % respectivement. Le volume total d'essence vendue dans les points de service au détail en 2007 était d'environ 37,6 milliards de litres (et 5,7 milliards de litres de diesel), ce qui correspond à des ventes au détail combinées d'une valeur de 46,1 milliards de dollars. En 2008, les ventes avaient augmenté à 53 milliards de dollars. Au Canada, le commerce au détail total, y compris, mais sans s'y limiter, les points de service au détail qui vendent de l'essence, représentait environ 6 % du PIB en 2007 et près de 2 millions d'emplois. Dans la même année, la marge commerciale représentait environ 5,6 % du prix moyen total de l'essence à l'îlot et 5,9 % en 2008. Actuellement,

Renewable fuel facilities

Currently there are 14 commercial ethanol producing plants operating in Canada with a total production capacity of approximately 1.4 billion litres. The ecoENERGY program, an element of the Renewable Fuels Strategy, provides production incentives to renewable fuel producers. Based on the incentives available under ecoENERGY, a number of renewable fuel producers are currently building additional capacity, which would in effect increase the annual production capacity to 2 billion litres of ethanol by 2011–2012.

The Canadian ethanol production facilities are operated by a range of companies in various industry sectors such as chemical sector and food manufacturing sector. While some companies specialize in ethanol production and supply it directly to fuel producers, others are part of integrated petroleum companies. These integrated petroleum companies do not supply unblended ethanol to the domestic market as the ethanol they produce is used within the company's own distribution channels.

In Canada, corn (in the East) and wheat (in the West) are the primary feedstocks for the production of ethanol. There are also a few demonstration projects currently underway to test the production of the next generation renewable fuels from forestry and agricultural residues as well as municipal organic wastes.

Imports of ethanol have experienced a high growth rate in the last 10 years increasing from 10 million litres in 1998 to 511 million litres in 2007, with exports remaining stable between 14 and 19 million litres during the same period.

Due to lack of publicly available data for the ethanol production facilities, their contribution to GDP, employment and other key macro-economic indicators cannot be determined. However, they are expected to grow in the future and contribute to the Canadian economy directly and indirectly.

Agricultural sector

In the primary agriculture sector, large farms dominate production accounting for only 2.5% of farms, but 40% of revenues. In 2007 and 2008, as commodity prices have risen, farm market receipts and net farm income for grain and oilseed farms have also increased. Canada ranks as the second largest in the world for the availability of arable land per person which also accounts for Canada being a large producer and exporter of agricultural products. Canada's share of land suitable for agricultural production is only a small percentage (5%) of the total.

The agriculture, forestry, fishing and hunting sector contributed nearly 2.2% to the GDP in 2007, of which crop production accounted for approximately 54.5%. The crop production sector employed nearly 298 844 persons. In 2007, the value of crops exported was nearly $13 billion while imports totalled $6.4 billion with the United States being the largest trading partner followed by Japan.

les mélanges carburants-éthanol sont disponibles dans environ 16 % des points de vente au détail à travers le pays.

Installations pour les carburants renouvelables

Il y a présentement 14 usines commerciales qui produisent de l'éthanol au Canada, ce qui représente approximativement une capacité de production totale de 1,4 milliard de litres. Le programme écoÉNERGIE, un élément de la Stratégie sur les carburants renouvelables, fournit des incitatifs de production aux producteurs de carburant renouvelable. Les incitatifs disponibles dans le cadre du programme écoÉNERGIE permettent actuellement à un certain nombre de producteurs de carburant renouvelable de construire une capacité supplémentaire, laquelle pourrait augmenter la capacité de production annuelle à 2 milliards de litres d'éthanol d'ici 2011-2012.

Les installations de production d'éthanol canadiennes sont exploitées par une panoplie d'entreprises provenant de divers secteurs industriels, comme le secteur des produits chimiques et le secteur de la transformation des aliments. Bien que certaines entreprises se spécialisent dans la production d'éthanol et qu'elles ne fournissent des produits qu'aux producteurs de carburant directement, certaines font partie d'entreprises pétrolières intégrées. Ces entreprises pétrolières intégrées ne fournissent pas d'éthanol non mélangé au marché national puisque l'éthanol qu'elles produisent est utilisé dans leurs propres canaux de distribution.

Au Canada, le maïs (dans l'Est) et le blé (dans l'Ouest) sont les principales matières premières qui entrent dans la production de l'éthanol. Quelques projets de démonstration sont également en cours en vue de mettre à l'essai la production de carburants renouvelables de prochaine génération à base de résidus forestiers et agricoles ainsi que de déchets organiques municipaux.

Les importations d'éthanol ont connu un taux de croissance élevé dans la dernière décennie et sont passées de 10 millions de litres en 1998 à 511 millions de litres en 2007, alors que les exportations sont demeurées stables, oscillant entre 14 et 19 millions de litres pendant la même période.

Puisque les données publiques sur les installations de production d'éthanol sont insuffisantes, on ne peut pas déterminer quelle est leur contribution au PIB, à l'emploi et aux autres indicateurs macro-économiques clés. Cependant, on prévoit qu'elles connaîtront une croissance dans le futur et qu'elles contribueront à l'économie canadienne, et ce, de façon directe et indirecte.

Secteur agricole

Dans le secteur agricole primaire, les exploitations agricoles de grande envergure dominent la production et représentent seulement 2,5 % des fermes mais 40 % des revenus. En 2007 et en 2008, au fur et à mesure que les prix des denrées ont augmenté, les revenus des marchés agricoles et le revenu net des fermes de grains et de graines oléagineuses ont également augmenté. Le Canada se classe au deuxième rang mondial en ce qui concerne la superficie des terres arables disponibles par habitant, ce qui explique également pourquoi le Canada est un important producteur et exportateur de produits agricoles. La portion des terres du Canada qui sont appropriées pour la production agricole ne représente qu'un faible pourcentage (5 %) du total.

Le secteur de l'agriculture, de la foresterie, de la pêche et de la chasse a contribué près de 2,2 % au PIB en 2007; les cultures agricoles représentant environ 54,5 %. Le secteur des cultures agricoles employait près de 298 844 personnes. En 2007, la valeur des cultures exportées s'élevait à près de 13 milliards de dollars alors que les importations s'élevaient à 6,4 milliards de dollars; les États-Unis étaient le plus important partenaire commercial, suivi du Japon.

Regulatory and non-regulatory options considered

A number of alternatives, including regulatory and non-regulatory options, were considered to achieve the 5% renewable fuel content based on gasoline volumes and the related GHG emission reductions and are discussed below.

Status quo

The option of taking no action to require renewable fuel content was rejected as it would not result in achieving further reduction of GHG emissions that is possible by requiring renewable fuel content based on gasoline volumes. Though there are provincial renewable fuel mandates in place, they would fall short of the level of GHG reductions that can be achieved with a national 5% renewable fuel requirement based on gasoline volumes. With the current provincial mandates in place, the renewable fuel content is approximately 1.3 billion litres, resulting in 1.75 MT CO_2e reductions in GHG emissions in 2010. However, with a 5% renewable fuel requirement at the national level, an additional 0.7 billion litres of renewable fuel would be used, resulting in approximately 1 MT CO_2e of GHG emission reductions each year. Therefore, to achieve this additional use in renewable fuels and related GHG emission reductions the status quo cannot be maintained.

Market-based instruments

Market-based instruments, which include fiscal incentives, taxes, and fees and charges were given due consideration. Market-based instruments work by providing incentives aimed at changing consumer and producer behaviour. When properly designed and implemented, market-based instruments can promote cost-effective ways of dealing with environmental issues. In addition, they can provide long-term incentives for emission reduction and technological innovation.

Fiscal incentives such as tax exemptions could be used to encourage the blending of renewable fuels in gasoline that would result in GHG emissions reduction. Up until April 1, 2008, renewable fuel purchases were exempted from the federal fuel excise tax. However, this exemption did not yield significant market penetration for renewable fuels. To be successful, tax exemptions would need to be set at a level which is cost-neutral to incent the desired level of renewable fuel blending and associated GHG emissions reduction. This would impose significant costs on the federal government without guaranteeing that further GHG emissions reduction is achieved.

Moreover, other fiscal incentives (such as subsidies, financial assistance, grants) to encourage domestic production of renewable fuel and the commercialization of next-generation renewable fuels as well as expansion of the agricultural market are currently in place under the Renewable Fuels Strategy. These fiscal incentives on their own were considered unlikely to ensure that the desired GHG reductions through blending of renewable fuels would be achieved. Subsidizing domestic production of renewable fuel would not guarantee its blending in Canada. Similarly, the successful commercialization of next-generation renewable fuels through research and development funding by the federal government would not necessarily translate into the use of these renewable fuels in Canada.

Options réglementaires et non réglementaires considérées

Un certain nombre de solutions de rechange, dont des options réglementaires et non réglementaires, ont été envisagées afin d'atteindre une teneur moyenne de 5 % en carburant renouvelable basé sur le volume d'essence et la réduction associée des émissions de GES. Elles sont présentées ci-dessous.

Le statu quo

L'option selon laquelle le Canada ne prendrait aucune mesure pour exiger une teneur en carburant renouvelable a été rejetée puisque, comparativement à l'imposition d'une teneur en carburant renouvelable basée sur les volumes d'essence, elle ne permet pas de réduire davantage les émissions de GES. Bien qu'il y ait certains mandats provinciaux en place concernant le carburant renouvelable, ils ne permettent pas de réduire les GES comme il serait possible de le faire en exigeant une teneur de 5 % en carburant renouvelable basée sur les volumes d'essence à l'échelle nationale. Les mandats provinciaux déjà en place permettent d'atteindre une teneur en carburant renouvelable d'environ 1,3 milliard de litres, ce qui réduit les émissions de GES de 1,75 Mt éq CO_2 en 2010. Cependant, en imposant une teneur de 5 % en carburant renouvelable au niveau national, on augmenterait la quantité de carburant renouvelable utilisée de 0,7 milliard de litres, ce qui permettrait de réduire les émissions de GES d'environ 1 Mt éq CO_2 à chaque année. Par conséquent, afin d'atteindre cette utilisation additionnelle de carburants renouvelables ainsi que les réductions d'émissions de GES qui y sont associées, il n'est pas possible de maintenir le statu quo.

Instruments fondés sur le marché

On a envisagé d'instaurer des instruments fondés sur le marché, tels que des incitatifs fiscaux, des taxes et des frais et droits. Les instruments fondés sur le marché offrent des incitatifs qui visent à modifier le comportement des consommateurs et des producteurs. Lorsque bien conçus et déployés, les instruments fondés sur le marché peuvent s'avérer des moyens rentables pour s'attaquer aux enjeux environnementaux. De plus, ils peuvent fournir des incitatifs à long terme pour réduire les émissions et favoriser l'innovation technologique.

Il serait possible d'utiliser des incitatifs fiscaux, tels que les exonérations d'impôts, pour encourager l'incorporation de carburants renouvelables dans l'essence et donc, réduire les émissions de GES. Jusqu'au 1er avril 2008, l'achat de carburants renouvelables était exonéré de la taxe d'accise fédérale sur l'essence. Cependant, cette exonération n'a pas permis aux carburants renouvelables de faire une percée importante sur le marché. Afin d'être un succès, il faudrait que les exonérations d'impôts soient établies à un niveau qui n'entraîne pas de coût afin de susciter le niveau désiré d'incorporation de carburants renouvelables et réduire les émissions de GES. Ceci générerait des coûts importants pour le gouvernement fédéral sans toutefois garantir la réduction ultérieure des émissions de GES.

De plus, d'autres incitatifs fiscaux (comme les subventions et l'aide financière) visant à encourager la production nationale de carburants renouvelables, la commercialisation de carburants renouvelables de prochaine génération ainsi que l'expansion du marché agricole sont actuellement en place dans le cadre de la Stratégie sur les carburants renouvelables. On ne croit pas que ces incitatifs fiscaux à eux seuls seraient suffisants pour obtenir les réductions désirées de GES par l'incorporation de carburants renouvelables. L'octroi de subventions pour la production nationale de carburants renouvelables ne garantirait pas que ces carburants soient mélangés au Canada. Dans le même ordre d'idées, la mise en marché avec succès de carburants renouvelables de prochaine génération grâce au financement du gouvernement fédéral de la

Therefore, these types of market-based instruments are more effective in conjunction with regulatory measures rather than as stand-alone.

Voluntary measures

Voluntary instruments such as environmental performance agreements or memoranda of understanding are highly dependent on stakeholder participation and support. Historically, participation by fuel producers and importers in other fuel-related voluntary initiatives has not had significant success. Moreover, during consultations, industry has indicated that it does not favour a voluntary approach. In addition, voluntary approaches lack rigorous quantification and verification procedures that ensure the set objectives are met. As a consequence, it was considered that voluntary instruments would not create the necessary buy-in from all fuel producers and importers and these measures were not considered any further.

Regulations

Regulations controlling fuel quality under the Fuels Division of CEPA 1999 may apply to producers, importers or sellers of fuels. While blending of renewable fuels in traditional petroleum-based fuels typically occurs downstream of production, it would not be practical to design Regulations that would be effective in requiring all persons selling fuel to ensure that their fuel contain the prescribed amount of renewable fuels.

While retailers could be subject to the requirements of regulations, retailers not only are numerous, but placing the regulatory obligation on them would be a significant administrative burden.

Regulations with compliance units

Renewable fuels are generally added downstream of fuel production. Therefore, the use of CEPA 1999 authority to develop regulations for tradable units systems (section 326) was considered in order to address this fact in conjunction with the Fuels Division of CEPA 1999. The provisions regarding tradable units enable a regulatory mechanism providing for the creation of "compliance units" to demonstrate compliance. This would allow units to be generated upon the blending of renewable fuel into traditional petroleum-based fuel. The producer or importer of the traditional petroleum-based fuel would use these units to demonstrate compliance. This approach also provides flexibility to fuel producers that are unable to blend renewable fuels cost-effectively or to importers unable to import compliant blended fuels to obtain, in trade, compliance units to demonstrate compliance with the requirements. This approach is similar to the approach of the United States, with some differences to account for Canadian circumstances.

Given the above, regulation with compliance units has been retained as the preferred option.

Benefits and costs

An analysis of benefits and costs was conducted to assess the impacts of the proposed Regulations on stakeholders, including the Canadian public, industry and government.

recherche et du développement ne permettrait pas nécessairement d'assurer l'utilisation de ces carburants renouvelables au Canada.

Par conséquent, ces types d'instruments fondés sur le marché sont plus efficaces lorsqu'ils sont utilisés avec des mesures réglementaires, plutôt que comme des mesures autonomes.

Mesures volontaires

Les instruments volontaires comme les ententes sur le rendement environnemental ou les protocoles d'entente dépendent de façon importante de la participation des intervenants et de l'appui de ces derniers. Historiquement, la participation des producteurs de carburant et des importateurs à d'autres initiatives volontaires relatives aux carburants n'ont pas connu un grand succès. De plus, durant les consultations, l'industrie a indiqué qu'elle ne favorise pas une approche volontaire. Les approches volontaires comportent également des lacunes en ce qui concerne les procédures de quantification et les vérifications rigoureuses permettant de s'assurer que les objectifs établis sont atteints. En conséquence, nous avons jugé que les instruments volontaires ne permettraient pas de susciter la participation nécessaire de tous les producteurs et importateurs de carburant et n'ont pas été considérés davantage.

Règlements

Les règlements qui contrôlent la qualité des carburants en vertu de la section des Combustibles de la LCPE (1999) peuvent s'appliquer aux producteurs, aux importateurs ou aux vendeurs de carburants. Bien que le mélange de carburants renouvelables avec les carburants traditionnels à base de pétrole se produit habituellement en aval de la production, il ne serait pas pratique de concevoir un règlement qui requiert de manière efficace que tous les vendeurs de carburant doivent s'assurer du respect de l'exigence en contenu renouvelable de leur carburant.

Même si les détaillants pourraient être assujettis aux exigences d'un règlement, cela représenterait un fardeau administratif important étant donné leur nombre considérable.

Règlement avec unités de conformité

Généralement, les carburants renouvelables sont ajoutés en aval de la production du carburant. Par conséquent, on a envisagé d'utiliser le pouvoir conféré par la LCPE (1999) pour élaborer un règlement qui régirait un mécanisme d'échange d'unités (article 326) afin d'adresser ce fait conjointement avec la section des Combustibles de la LCPE (1999). Les dispositions concernant les unités de conformité permettent la mise en place d'un mécanisme réglementaire qui prévoit la création « d'unités de conformité » afin de démontrer la conformité. Cela permettrait de générer des unités lorsque le carburant renouvelable est mélangé au carburant traditionnel à base de pétrole. Le producteur ou l'importateur de carburants traditionnels à base de pétrole utiliserait ces unités afin de prouver qu'il respecte les exigences. Cette approche offre également une flexibilité aux producteurs de pétrole qui ne peuvent mélanger les carburants renouvelables de façon rentable et aux importateurs qui ne peuvent importer des carburants mélangés conformes aux exigences en leur permettant d'obtenir, sous forme d'échanges, des unités de conformité afin de démontrer qu'ils respectent les exigences. Cette approche est similaire à celle utilisée aux États-Unis, nonobstant certaines différences afin de tenir compte des circonstances canadiennes.

Pour les raisons mentionnées ci-dessus, l'option préconisée est celle du règlement avec unités de conformité.

Avantages et coûts

Une analyse des avantages et des coûts a été réalisée afin d'évaluer les incidences du projet de règlement sur les parties intéressées, y compris le public canadien, l'industrie et le gouvernement.

Analytical framework

The approach to cost-benefit analysis identifies, quantifies and monetizes, where possible, the incremental costs and benefits of the Regulations. The cost-benefit framework consists of the following elements:

Regions. The costs and benefits have been estimated on a regional basis. The regions are defined as "West," which includes British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Manitoba; the central region, which only includes the province of Ontario, will be referred to simply as "Ontario," and the "Quebec and Atlantic Provinces" includes Quebec, New Brunswick, Nova Scotia, and Prince Edward Island. These regions have been defined as such in order to preserve the confidentiality of the data collected for this analysis. Since fuel for use in Yukon, Northwest Territories, Nunavut and Newfoundland and Labrador may be excluded from a producer or importer's pool, these regions have not been included in the analysis.

Incremental impact. Impacts are analyzed in terms of incremental changes to emissions, costs and benefits to stakeholders and the economy. The incremental impacts were determined by comparing two scenarios: one with and the other without the proposed Regulations. The two scenarios are presented below.

Timeframe for analysis. The time horizon used for evaluating the economic impacts is 25 years. The first year of the analysis is 2010, when the proposed Regulations are expected to come into force.

Approach to cost and benefit estimates. Costs have been estimated in monetary terms to the extent possible and are expressed in 2007 Canadian dollars. Whenever this was not possible, due either to lack of appropriate data or difficulties in valuing certain components, costs were evaluated in qualitative terms.

Attempts were made to monetize the benefits associated with the GHG emissions reduction. However, due to the complexity of evaluating benefits associated with climate change, it is difficult to monetize these benefits. However, the cost-of-carbon estimates contained in other studies are used to provide an order of magnitude for these benefits.

The proposed Regulations would result in changes in the level of emissions of criteria air contaminants. However, as these changes are negligible, it was not possible to evaluate the potential impacts on environment and health. As a result, the assessment was limited to a qualitative description.

Discount rate. A discount rate of 8% was used for estimating the present value of the costs, while a discount rate of 3% was used for estimating the present value of the benefits in this analysis. Since not all benefits could be estimated, only the present value of the stream of costs was calculated. A sensitivity analysis of the key variables to test the variability of cost estimates was also conducted.

Cadre analytique

L'approche utilisée pour l'analyse des coûts-avantages détermine et quantifie les coûts différentiels ainsi que les avantages du Règlement et leur attribue une valeur monétaire lorsque possible. Le cadre de l'analyse des coûts-avantages se compose des éléments suivants :

Régions : Les coûts et les avantages ont été estimés sur une base régionale. La région de « l'Ouest » comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. La région centrale, qui comprend seulement la province de l'Ontario, sera nommée « Ontario » tout au long du document. Le « Québec et les provinces de l'Atlantique » inclut le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard. Nous avons défini ces régions de cette façon afin de préserver la confidentialité des données recueillies dans le cadre de cette analyse. Puisque le carburant qui est destiné à être utilisé au Yukon, aux Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et à Terre-Neuve-et-Labrador pourrait être exclu du stock des producteurs ou importateurs, ces régions ne font pas partie de la présente analyse.

Impact différentiel : Les impacts sont analysés en termes de changements différentiels sur le plan des émissions, en termes de coûts et d'avantages pour les parties intéressées ainsi qu'au niveau de l'économie. Les impacts différentiels ont été déterminés en comparant deux scénarios : un scénario avec le projet de règlement et l'autre sans projet de règlement. Les deux scénarios sont présentés ci-dessous.

Échéance pour l'analyse : L'horizon temporel utilisé pour évaluer les répercussions économiques s'échelonne sur 25 ans. La première année de l'analyse est 2010, moment où il est prévu que les exigences décrites dans le projet de règlement entreront en vigueur.

Approche utilisée pour les estimations des coûts et avantages : Les coûts ont été estimés en termes monétaires dans la mesure du possible et sont exprimés en dollars canadiens de 2007. Lorsqu'une telle évaluation n'était pas possible, en raison d'un manque de données appropriées ou de difficultés quant à l'évaluation de certaines composantes, les coûts ont été évalués en termes qualitatifs.

On a tenté d'attribuer une valeur monétaire aux avantages associés à la réduction des émissions de GES. Cependant, en raison de la complexité inhérente à l'évaluation des avantages associés aux changements climatiques, il est difficile d'établir une valeur monétaire à ces avantages. Les estimations du coût du carbone présentées dans d'autres études sont toutefois utilisées afin d'attribuer un ordre de grandeur à ces avantages.

Le projet de règlement permettrait de modifier les niveaux d'émissions des principaux contaminants atmosphériques. Cependant, puisque ces changements sont négligeables, il n'a pas été possible d'évaluer les répercussions potentielles sur l'environnement et la santé. Par conséquent, l'évaluation se limite à une description qualitative.

Taux d'escompte : Un taux d'escompte de 8 % a été utilisé pour estimer la valeur actualisée des coûts alors qu'un taux d'escompte de 3 % a été utilisé pour estimer la valeur actualisée des avantages dans le cadre de cette analyse. Puisqu'il était impossible d'évaluer tous les avantages, on a seulement calculé la valeur actualisée du flux de coûts. On a également procédé à une analyse de sensibilité des variables importantes afin de mettre à l'essai la variabilité des estimations des coûts.

Cost estimates are based on Environment Canada's study conducted in 2009,[14] supplemented by additional information from other sources. The data has been extrapolated to provide estimates for the Canadian market for renewable fuels.

The estimated costs and benefits of the proposed Regulations are based on the 5% renewable fuel requirement for the gasoline pool.

Business-as-usual scenario

The business-as-usual (BAU) scenario is based on an estimated growth in demand of gasoline over a 25-year period and an estimated growth in the demand for renewable fuels. These growth rates take into account the provincial mandates in place as of October 1, 2009. Provincial mandates have been put in place in four provinces (namely British Columbia, Saskatchewan, Manitoba and Ontario; see Table 1) with varying levels of renewable fuel requirements. These provincial requirements can be met through the existing and planned annual renewable fuel production capacity estimated to total approximately 2 billion litres.

Demand volumes for renewable fuels as a result of provincial requirements were calculated by multiplying demand volumes for gasoline by the officially mandated renewable fuel requirements in those provinces. Annual demand for renewable fuel is therefore estimated to increase from 1.3 billion litres in 2010 to 1.8 billion litres in 2034.

The demand volumes for gasoline were calculated for the years 2010–2034 by starting with the actual demand for 2008 and applying a growth rate based on annual increases in demand. These volumes include the renewable fuels component and they are presented in the table below.

Table 2: Estimated Demand for Gasoline and Ethanol under the BAU Scenario (2010–2034)

(Million litres)

	West	Ontario	Quebec and Atlantic Provinces	Total
Gasoline Demand	440 466	485 462	321 303	1 247 231
Renewable Fuel Demand	15 272	24 273	0	39 545
Average Renewable Fuel Demand	611	971	0	1 582

The estimated reductions in GHG emissions were calculated based on the emission factors[15] of 1.19 and 1.47 MT CO_2e per billion litres for domestically produced corn-based and wheat-based ethanol, respectively, under the BAU scenario. It was further assumed that given the current and planned production of renewable fuels in Canada, 100% of ethanol production in Ontario and Quebec and Atlantic Provinces would be corn-based,

[14] ÉcoRessources Consultants (2009), Cost-Benefit Analysis of the Proposed Regulations to Require Renewable Fuel Content in Canadian Fuels.

[15] The emission factors were calculated as the difference in GHG emissions between conventional gasoline and 10 % ethanol blended gasoline using NRCan's GHGenius model.

Les estimations des coûts se basent sur l'étude d'Environnement Canada réalisée en 2009[14], avec en complément des renseignements provenant de sources supplémentaires. Les données ont été extrapolées afin de fournir des estimations pour le marché canadien des carburants renouvelables.

Les coûts et avantages estimés du projet de règlement se fondent sur l'exigence relative à la teneur de 5 % en carburant renouvelable dans les stocks d'essence.

Scénario de maintien du statu quo

Le scénario de maintien du statu quo (MSQ) se fonde sur une évaluation de la croissance de la demande d'essence sur une période de 25 ans et sur une évaluation de la croissance de la demande de carburants renouvelables. Ces taux de croissance tiennent compte des mandats provinciaux en place au 1er octobre 2009. Quatre provinces ont instauré des mandats provinciaux (soit la Colombie-Britannique, la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario — voir le tableau 1) qui imposent différentes teneurs en carburant renouvelable. Ces exigences provinciales peuvent être atteintes avec une capacité de production totale annuelle existante et planifiée en carburant renouvelable d'environ 2 milliards de litres.

Les volumes demandés en carburants renouvelables résultant des exigences provinciales ont été calculés en multipliant le volume de la demande d'essence par la teneur en carburant renouvelable exigée par le mandat de chaque province. Par conséquent, on estime que la demande annuelle en carburant renouvelable devrait augmenter de 1,3 milliard de litres en 2010 jusqu'à 1,8 milliard de litres en 2034.

Les volumes demandés en essence ont été calculés pour les années allant de 2010 à 2034 en commençant par la demande réelle en 2008 et en appliquant un taux de croissance fondé sur l'augmentation annuelle de la demande. Ces volumes incluent la composante de carburants renouvelables et sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Évaluation de la demande d'essence et d'éthanol dans le cadre du scénario de MSQ (de 2010 à 2034)

(en millions de litres)

	Ouest	Ontario	Québec et provinces de l'Atlantique	Total
Demande en essence	440 466	485 462	321 303	1 247 231
Demande en carburant renouvelable	15 272	24 273	0	39 545
Demande moyenne en carburant renouvelable	611	971	0	1 582

Les réductions estimées des émissions de GES ont été calculées à partir de facteurs d'émission[15], soit 1,19 Mt éq CO_2 par milliard de litres pour l'éthanol à base de maïs et 1,47 Mt éq CO_2 par milliard de litres pour l'éthanol à base de blé produits au pays, dans le cadre du scénario de MSQ. On a aussi supposé, étant donné la production actuelle et prévue de carburants renouvelables au Canada, que 100 % de la production d'éthanol en Ontario et dans le

[14] ÉcoRessources Consultants (2009), Cost-Benefit Analysis of the Proposed Regulations to Require Renewable Fuel Content in Canadian Fuels.

[15] Les facteurs d'émission ont été calculés en utilisant la différence des émissions de GES entre l'essence conventionnelle et un mélange essence-éthanol de 10 % en utilisant le modèle GHGenius de RNCan.

while the West would rely on 100% wheat-based ethanol. The emission factors were multiplied by the renewable fuel volumes required to meet the existing provincial mandates over the 25-year period in order to estimate the total emission reductions attributable to these mandates. The provincial mandates are estimated to achieve approximately 51.3 MT CO_2e of GHG emission reductions over a 25-year period (or an average reduction of 2 MT CO_2e per year).

Regulatory scenario

The regulatory scenario is based on the implementation of the provisions of the proposed Regulations, taking into account the prescribed requirements and their implementation schedule.

As in the BAU scenario, it is expected that the demand for gasoline would grow at the same annual rates. However, due to the lower energy content of ethanol, the estimated demand for ethanol-blended gasoline would increase to make up for the loss in energy. According to NRCan estimates, the use of E10 increases fuel consumption by an average of 2.2% compared to the consumption of conventional gasoline.[16] The total demand for gasoline has therefore been adjusted to account for this lower energy content of ethanol-blended gasoline as a result of the 5% renewable fuel requirement. This would translate into an increase in demand for ethanol-blended gasoline of 4.4 billion litres over the 25-year period. Following the effective date for the 5% renewable fuel content requirement, the demand for renewable fuel is expected to increase over and above the demand that is forecasted based on the provincial requirements. The additional renewable fuel demand is calculated as the difference between the demand to meet provincial mandates and the additional quantities required to meet the proposed federal 5% renewable fuel requirement. The annual demand for renewable fuel, to meet both provincial and federal requirements, is estimated to increase from approximately 2 billion litres in 2010 to 2.8 billion litres in 2034.

The demand volumes for gasoline were calculated for the years 2010–2034 by starting with the actual demand for 2008 and applying a growth rate based on annual increases in demand. These volumes include the renewable fuels component and they are presented in the table below.

Table 3: Estimated Incremental Demand for Gasoline and Ethanol under the Regulated Scenario (2010–2034)

(Million litres)

	West	Ontario	Quebec and Atlantic Provinces	Total
Energy Adjusted Gasoline Demand	441 776	486 379	323 442	1 251 597
Renewable Fuels Demand	5 954	4 168	9 725	19 847
Average Renewable Fuel Demand	238	167	389	794

[16] Additional information is available from www.oee.nrcan.gc.ca/transportation/fuels/ethanol/safety.cfm?attr=16.

Québec et les provinces de l'Atlantique serait à base de maïs alors que la production d'éthanol dans l'Ouest serait à base de blé. Les facteurs d'émission ont été multipliés par les volumes de carburants renouvelables requis pour respecter les mandats provinciaux existants au cours de la période de 25 ans afin d'estimer les réductions d'émission totales attribuables à ces mandats. On a estimé que les mandats provinciaux permettraient de réduire les émissions de GES d'environ 51,3 Mt éq CO_2 au cours d'une période de 25 ans (soit une réduction moyenne de 2 Mt éq CO_2 par année).

Scénario réglementaire

Le scénario réglementaire est basé sur la mise en œuvre des dispositions du projet de règlement et tient compte des exigences prescrites et de leur calendrier de mise en œuvre.

Il est prévu que la demande en essence augmenterait selon les mêmes taux annuels, comme dans le scénario de MSQ. Cependant, en raison du contenu énergétique plus faible de l'éthanol, la demande estimée de mélange essence-éthanol augmenterait afin de compenser la perte d'énergie. Selon les estimations de RNCan, l'utilisation d'E10 augmente la consommation de carburant de 2,2 % en moyenne comparativement à la consommation de l'essence conventionnelle[16]. Il a donc fallu ajuster la demande totale en essence pour tenir compte de cette plus faible teneur énergétique du mélange essence-éthanol en raison de l'exigence de teneur de 5 % en carburant renouvelable. Cela se traduirait par une demande accrue pour le mélange essence-éthanol de 4,4 milliards de litres sur 25 ans. À la suite de l'entrée en vigueur de l'exigence relative à la teneur de 5 % en carburant renouvelable, on prévoit que la demande en carburant renouvelable augmentera et dépassera la demande prévue associée aux exigences provinciales. La demande supplémentaire en carburant renouvelable dans l'essence est calculée en faisant la différence entre la demande qui découlera des mandats provinciaux et les quantités supplémentaires nécessaires pour satisfaire au mandat fédéral proposé exigeant une teneur de 5 % en carburant renouvelable. Il est prévu que la demande annuelle en carburant renouvelable augmentera d'environ 2 milliards de litres en 2010 et jusqu'à 2,8 milliards de litres en 2034 afin de satisfaire aux exigences provinciales et fédérales.

Les volumes demandés en essence ont été calculés de 2010 à 2034 en commençant par la demande réelle de 2008 et en utilisant un taux de croissance basé sur les augmentations annuelles de la demande. Ces volumes comprennent la composante de carburants renouvelables et ils apparaissent dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3 : Estimation de la demande différentielle d'essence et d'éthanol dans le cadre du scénario réglementaire (de 2010 à 2034)

(en millions de litres)

	Ouest	Ontario	Québec et provinces de l'Atlantique	Total
Demande en essence ajustée pour tenir compte du contenu énergétique	441 776	486 379	323 442	1 251 597
Demande en carburants renouvelables	5 954	4 168	9 725	19 847
Demande moyenne en carburant renouvelable	238	167	389	794

[16] Information supplémentaire disponible au www.oee.nrcan.gc.ca/transports/carburants/ethanol/securite.cfm?attr=16.

Given the current production capacity, it is assumed that the increased demand for renewable fuel would be met through increased production capacity.[17] However, some level of imports, primarily from the United States, would be needed while the domestic production capacity expands. This would take place during the first three years of the proposed Regulations coming into force. For the purpose of analysis, the following assumptions are made:

- Ethanol demand over and above the existing capacity of approximately 2 billion litres (including volumes supported under the EcoEnergy program) would be met from 2010 to 2013 through imports from the central United States.
- Three ethanol plants, one in Ontario, of a 210 million litre capacity, and two in the West, of a 130 million litre capacity each, would be constructed by 2014. This would add 470 million litres to the existing capacity.
- The capital costs are estimated to be approximately $92 million for a 210 million litre capacity plant and $70 million[18] for a 130 million litre capacity plant.

The incremental reductions in GHG emissions are calculated as a product of the GHG emission factors for domestically produced ethanol (similar to the BAU scenario) and the incremental volume of the renewable fuel required to meet the 5% federal mandate. In addition, as some imports of ethanol (primarily from the United States) would be needed to meet the shortfall in domestic production, the GHG emissions have been adjusted to reflect the emission factor of the corn-based ethanol of the central United States. The GHGenius model estimates the emission factor for corn-based ethanol from the central United States to be 0.74 MT CO_2e per billion litres. Once the proposed renewable fuel content requirements are in place, the cumulative reductions in GHG emissions attributable to the 5% renewable fuel requirement under the proposed Regulations are estimated to be approximately 23.8 MT CO_2e (or an average reduction of 1 MT CO_2e per year). The sensitivity of GHG emission reductions was tested to determine the impact on GHG emissions for two scenarios — incremental renewable fuel demand is met entirely through supplies from domestic production in one case and through imports from the central United States in the second case. If the incremental demand for renewable fuels is met entirely through domestic production, the GHG emission reductions are estimated to be 25 MT CO_2e, while GHG emission reductions for renewable fuels imported entirely from the central United States are estimated to be 21 MT CO_2e. This variation in GHG emissions is primarily due to the lower central Unites States emission factor.

It should be noted that as some provinces currently have renewable fuel mandates in place, the proposed Regulations would largely impact provinces that do not have renewable fuel requirements currently in place. Therefore, the incremental impacts for Alberta, Quebec and Atlantic Provinces would generally be higher.

[17] Although blending of biodiesel can be used to meet the 5% renewable fuel requirement in gasoline, for the analysis, it is assumed that most of this 5% requirement would be met through the blending of ethanol in gasoline.

[18] Cost estimates are based on a study done for NRCan — (S&T)² Consultants and Meyers Norris Penny LLP (2004), *Economic, Financial, Social Analysis and Public Policy for Fuel Ethanol — Phase I.*

Compte tenu de la capacité de production actuelle, on suppose que la demande plus importante en carburant renouvelable serait satisfaite au moyen d'une capacité de production accrue[17]. Cependant, des niveaux d'importation, surtout en provenance des États-Unis, seraient nécessaires lors de l'accroissement de la capacité de production nationale. Cela aurait lieu au cours des trois premières années suivant l'entrée en vigueur du projet de règlement. Voici les hypothèses aux fins de l'analyse :

- La demande en éthanol au-delà de la capacité actuelle d'environ 2 milliards de litres (incluant les volumes financés dans le cadre du programme écoÉNERGIE) serait satisfaite de 2010 à 2013 grâce aux importations en provenance du centre des États-Unis.
- Trois usines d'éthanol, l'une située en Ontario et d'une capacité de 210 millions de litres et deux dans l'Ouest, avec chacune une capacité de 130 millions de litres, seraient construites d'ici 2014. Cela ajouterait 470 millions de litres à la capacité actuelle.
- Les coûts en capital sont estimés à 92 millions de dollars pour la construction d'une usine de 210 millions de litres et de 70 millions de dollars[18] pour une usine de 130 millions de litres.

Les réductions différentielles d'émissions de GES sont calculées en utilisant le produit des facteurs d'émission pour la production domestique de l'éthanol (semblable au scénario MSQ) et le volume différentiel du carburant renouvelable requis pour respecter le mandat fédéral de la teneur de 5 %. De plus, puisque l'importation d'éthanol (principalement des États-Unis) sera nécessaire pour pallier la capacité manquante de la production domestique, les émissions de GES ont été ajustées selon les hypothèses susmentionnées afin de refléter le facteur lié aux émissions d'éthanol à base de maïs en provenance du centre des États-Unis. Le modèle GHGenius estime le facteur lié aux émissions pour l'éthanol à base de maïs en provenance du centre des États-Unis à 0,74 Mt éq CO_2 par milliard de litres. Une fois les exigences relatives à la teneur en carburant renouvelable proposées en place, les réductions cumulatives d'émissions de GES attribuables à l'exigence de la teneur de 5 % en carburant renouvelable du projet de règlement sont estimées à environ 23,8 Mt éq CO_2 (ou une réduction moyenne de 1 Mt éq CO_2 par année). La sensibilité des réductions d'émissions de GES a été vérifiée afin de définir les répercussions sur les émissions de GES de deux scénarios — la demande supplémentaire en carburant renouvelable est satisfaite entièrement par l'approvisionnement venant de la production nationale d'une part, et d'autre part par des importations du centre des États-Unis. Si la demande supplémentaire en carburants renouvelables est satisfaite entièrement par la production nationale, les réductions des émissions de GES sont estimées à 25 Mt éq CO_2 alors que les réductions d'émissions de GES pour des carburants renouvelables entièrement importés du centre des États-Unis sont estimées à 21 Mt éq CO_2. Cette variation en émissions de GES s'explique principalement par un facteur lié aux émissions plus faible pour le centre des États-Unis.

Il devrait être souligné que puisque certaines provinces ont actuellement des mandats en carburant renouvelable, le projet de règlement serait susceptible d'avoir davantage d'impact sur les provinces qui ne possèdent pas déjà de mandat pour ces carburants. Par conséquent, les impacts différentiels pour l'Alberta, le Québec et les provinces de l'Atlantique seraient en général plus importants.

[17] Même si le mélange de biodiesel peut servir à satisfaire à l'exigence de 5 % en carburant renouvelable dans l'essence, on suppose, aux fins de l'analyse, que la plus grande partie de cette exigence de 5 % serait atteinte par le mélange d'éthanol dans l'essence.

[18] L'évaluation des coûts se fonde sur une étude menée pour RNCan — (S&T)² Consultants and Meyers Norris Penny LLP (2004), *Economic, Financial, Social Analysis and Public Policy for Fuel Ethanol — Phase I.*

The GHG emission reductions attributable to the proposed Regulations account for 32% of the total emission reductions when combining the federal and provincial mandates. Figure 1 presents the estimated emissions trends for 25 years under the two scenarios.

Les réductions d'émissions de GES attribuables au projet de règlement représenteraient 32 % des réductions d'émissions totales lorsqu'on combine les mandats fédéraux et provinciaux. La figure 1 présente les tendances prévues en termes d'émissions au cours des 25 années pour les deux scénarios.

Figure 1: GHG Emission Reductions (2010–2034)

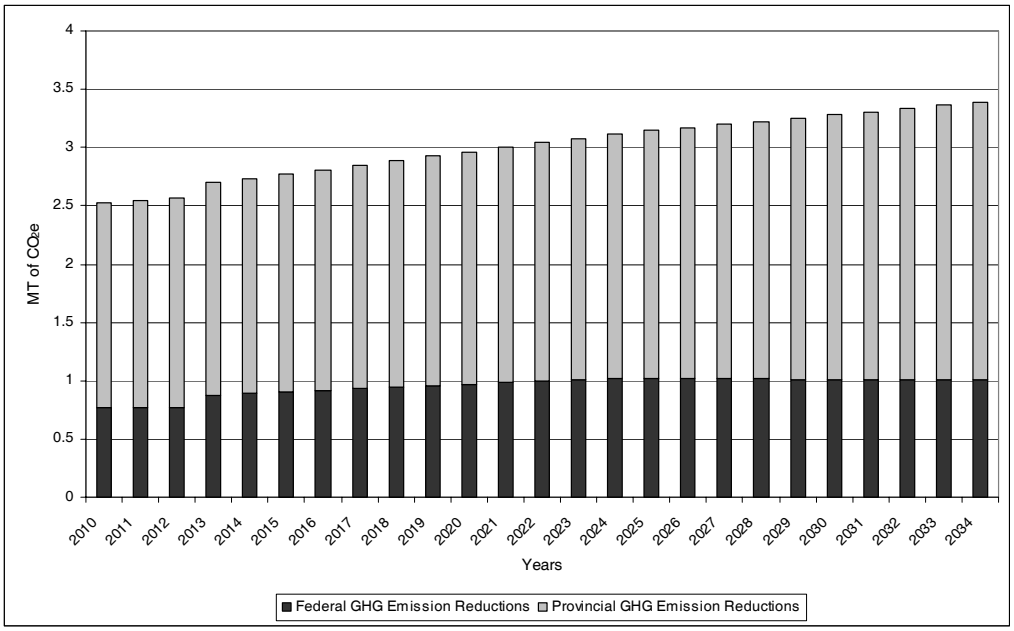
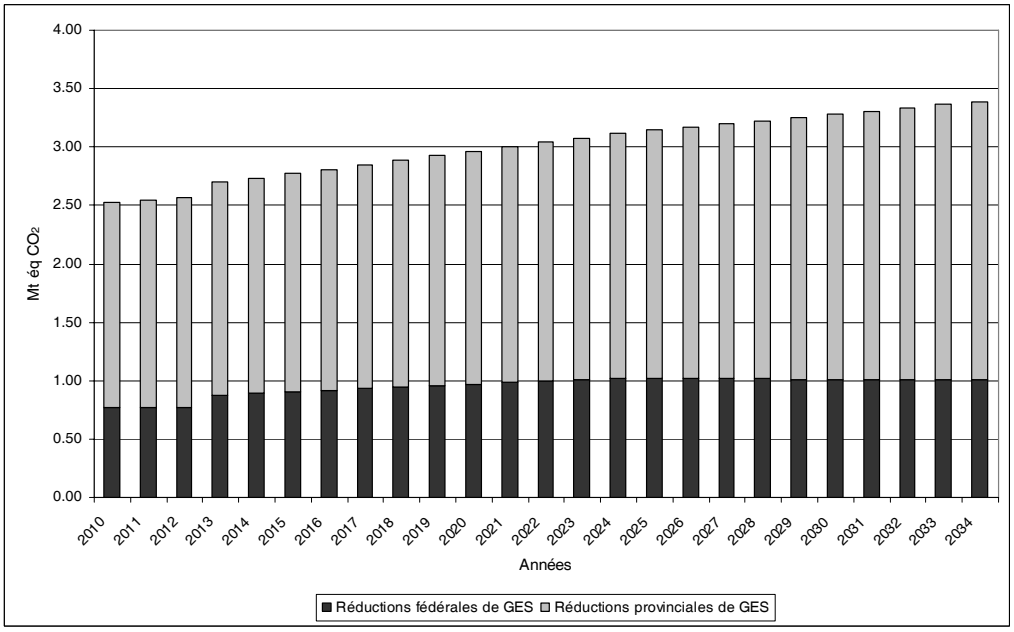


Figure 1 : Réductions des émissions de GES (de 2010 à 2034)



Costs to industry

Fuel producers and importers

Fuel producers and importers of gasoline would bear a portion of the incremental cost associated with the regulatory requirements. As the renewable fuel content in gasoline increases with the proposed Regulations coming into force, investments would be needed to upgrade or modify refinery installations and distribution and blending systems. Investments of $107.6 million would be required to produce gasoline blendstock for blending with renewable fuel. In addition to the capital costs, $214.2 million in operation and maintenance costs would be incurred.

Incremental capital costs for terminal upgrades would also be borne by fuel producers, as these are owned and operated by them. Due to confidentiality of the cost data, the information provided by the fuel producers was aggregated for all refinery and terminal upgrades and/or modifications at the regional level. The capital costs for terminals include the building of truck, rail or barge receiving facilities, purchase of new storage capacity, cleaning of existing tanks, installation of blending equipment, as well as the upgrade of lines, pumps, seals and vapour recovery systems.

The details of the incremental costs to fuel producers and importers for the 25-year analysis period are presented in the table below:

Table 4: Present Value of Incremental Costs to Fuel Producers and Importers (2010–2034)

(Constant 2007 $M)

	West	Ontario	Quebec and Atlantic Provinces	Total
Capital Costs	56.1	14.8	36.7	107.6
Operation and Maintenance Costs	119.4	2.2	92.6	214.2
Ethanol Costs	75.6	53.0	123.5	252.1
Renewable Fuel Transportation Costs	103.6	72.5	169.2	345.3
Administrative Costs	2.2	2.2	5.6	10.0
Total	**356.9**	**144.7**	**427.6**	**929.2**

As can be seen, the incremental costs are highest in Quebec and the Atlantic Provinces due to the absence of renewable fuel requirements, quantities of gasoline and renewable fuel demand, and the number of refineries and terminals that would need to be upgraded. In Ontario, despite the provincial mandate, fuel producers are planning to expand the existing infrastructure in the province and blend significant additional volumes of renewable fuel in order to meet the proposed national requirements. Similarly, while a significant portion of the incremental costs could be attributed to Alberta in the West, investments similar to those in

Coûts pour l'industrie

Producteurs et importateurs de carburant

Une portion importante des coûts différentiels engagés pour respecter les exigences réglementaires incomberait aux producteurs de carburant et aux importateurs d'essence. Puisque la teneur en carburant renouvelable dans l'essence augmentera avec l'entrée en vigueur du projet de règlement, des investissements seront nécessaires pour mettre à niveau ou modifier les installations de raffinage ainsi que les systèmes de distribution et de mélange. Des investissements de 107,6 millions de dollars seront nécessaires pour produire les stocks d'essence aux fins de mélange avec le carburant renouvelable. En plus des coûts en capital, 214,2 millions de dollars seraient encourus en termes de coûts d'exploitation et d'entretien.

Les producteurs de carburant feront également face à des coûts en capital supplémentaires pour la mise à niveau des terminaux puisqu'ils en sont les propriétaires et les exploitent. En raison de la confidentialité des données sur les coûts, les renseignements fournis par les producteurs de carburants en ce qui concerne l'ensemble des mises à niveau requises pour les raffineries et les terminaux ainsi que l'ensemble des modifications à l'échelle régionale ont été combinés. Les coûts en capitaux associés aux terminaux comprennent la construction d'installations de réception pour les camions, les trains ou les barges, l'achat de nouvelles capacités de stockage, le nettoyage des citernes existantes, l'installation d'équipement pour faire les mélanges ainsi que la mise à niveau de lignes, de pompes, de sceaux et de systèmes de récupération de vapeur.

Les détails au sujet des coûts différentiels qui incomberont aux producteurs de carburant et aux importateurs au cours de la période de 25 ans analysée sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : Valeur actualisée des coûts différentiels pour les producteurs et les importateurs de carburant (de 2010 à 2034)

(valeur constante de 2007 en M$)

	Ouest	Ontario	Québec et provinces de l'Atlantique	Total
Coûts en capital	56,1	14,8	36,7	107,6
Frais d'exploitation et d'entretien	119,4	2,2	92,6	214,2
Coûts relatifs à l'éthanol	75,6	53,0	123,5	252,1
Coûts relatifs au transport du carburant renouvelable	103,6	72,5	169,2	345,3
Frais administratifs	2,2	2,2	5,6	10,0
Total	**356,9**	**144,7**	**427,6**	**929,2**

Comme on peut le constater, les coûts différentiels sont plus élevés au Québec et dans les provinces de l'Atlantique en raison de l'absence d'exigence en carburant renouvelable, de la quantité d'essence, de la demande de carburant renouvelable ainsi que du nombre de raffineries et de terminaux qui devront être mis à niveau. En Ontario, malgré le mandat provincial, les producteurs de carburant prévoient élargir l'infrastructure existante dans la province et prévoient mélanger des quantités supplémentaires considérables de carburant renouvelable afin de répondre aux exigences nationales proposées. De façon similaire, alors qu'une portion

Ontario would also be made in other provinces in that region where additional volumes of renewable fuels are likely to be blended.

The fuel producers and importers would also incur an estimated incremental cost of $252.1 million by purchasing the requisite volumes of renewable fuel. The costs are based on the average annual spot market price of ethanol for the years 2005–2009, available from the Chicago Board of Trade, of 48 ¢/L. Due to limited historical data, projections of ethanol prices for the years from 2010 onwards are based on an inflation factor of 2%, resulting in the ethanol price of 78 ¢/L in 2034.

The estimated costs of transportation of renewable fuel are approximately $345.3 million and are based on the information provided by fuel producers. These costs vary depending on the proximity of the refinery to renewable fuel production facilities. Therefore, an approximate average transportation cost of 4.0 ¢/L has been calculated to estimate the total transportation costs. This cost is similar to cost used by the U.S. EPA in the regulatory impact analysis study for its *Renewable Fuel Standard*. It is unlikely that any new renewable fuel production capacity would be built in Quebec and the Atlantic Provinces; consequently, the transportation costs are higher in these provinces. However, during the initial years, some imports from the United States would be needed to meet the shortfall in domestic production as renewable fuel production capacity is expanded. The imports would primarily be needed to meet the renewable fuel demand in Quebec and the Atlantic Provinces. As the transportation costs were not available and it is not known where the renewable fuel would be imported from, the average transportation cost has been applied.

The administrative costs of $10 million can be attributed to the regulatory requirements of measuring gasoline and renewable fuel volumes, reporting, and record keeping. These costs to meet the specific requirements of the proposed Regulations would be incurred in addition to those of respecting the provincial mandates.

Retail outlets

The incremental costs to fuel retail outlets primarily include one-time capital costs of $6.8 million for retail site conversion, including purchase of new tanks and/or cleaning of old tanks in order to accommodate the new blended fuel. Additional operating and maintenance costs were estimated to be negligible and as a result have not been calculated. The cost data for retail site upgrades was provided by the fuel producers, which sell 90% of the total volume sold through the retail outlets in Canada. The remaining 10% volume is predominantly sold through retail outlets owned by three independent companies in Quebec.

Table 5: Present Value of Incremental Costs to Upgrade Retail Outlets (2010–2034)

(Constant 2007 $M)

	West	Ontario	Quebec and Atlantic Provinces	Total
Capital Costs	1.8	0.7	4.3	6.8

significative des coûts différentiels serait attribuée à l'Alberta, dans l'Ouest, des investissements semblables à ceux de l'Ontario et de d'autres provinces seraient réalisés dans cette région où des volumes additionnels de carburant renouvelable seraient sans doute mélangés.

Il est également prévu que les producteurs et les importateurs de carburant encourront des coûts différentiels de 252,1 millions de dollars en achetant le volume de carburant renouvelable exigé. Les coûts sont basés sur le prix moyen annuel de l'éthanol sur le marché au comptant pour les années allant de 2005 à 2009, selon les données du Chicago Board of Trade (48 ¢/L). En raison de données historiques limitées, les projections du prix du pétrole à partir de 2010 sont basées sur un facteur d'inflation de 2 %, ce qui donne un prix de 78 ¢/L pour l'éthanol en 2034.

Les coûts estimés du transport du carburant renouvelable sont d'environ 345,3 millions de dollars et se fondent sur les renseignements fournis par les producteurs de carburant. Ces coûts varient en fonction de la proximité de la raffinerie par rapport aux installations de production de carburant renouvelable. Par conséquent, on a calculé des frais de transport moyen d'environ 4,0 ¢ par litre afin d'évaluer les frais de transport totaux. Ces frais sont similaires à ceux utilisés par l'EPA des États-Unis dans l'étude d'impact de la réglementation pour son *Renewable Fuel Standard* (EPA, 2009). Il est peu probable qu'une nouvelle capacité de production de carburants renouvelables soit créée au Québec et dans les provinces de l'Atlantique. Par conséquent, les coûts de transport seront plus importants dans ces provinces. Cependant, dans les premières années, l'importation de carburants renouvelables en provenance des États-Unis sera nécessaire pour pallier à la capacité manquante de la production nationale pendant son accroissement. L'importation sera principalement nécessaire pour répondre à la demande de la province de Québec et des provinces de l'Atlantique. Puisque les coûts de transport ne sont pas disponibles et que la provenance des carburants renouvelables importés est inconnue, des frais de transport moyens ont été appliqués.

Les frais administratifs de 10 millions de dollars se rapportent aux exigences réglementaires concernant la mesure des volumes d'essence et de carburant renouvelable, la production de rapports et la tenue de registres. Les frais pour répondre aux exigences particulières du projet de règlement s'ajouteraient aux frais encourus en raison des mandats provinciaux.

Points de vente au détail

Les coûts différentiels aux points de vente au détail d'essence comprennent essentiellement des coûts en capital uniques de 6,8 millions de dollars pour convertir les points de vente au détail, ce qui comprend l'achat de nouvelles citernes ou le nettoyage des citernes existantes afin d'accommoder la nouvelle essence mélangée. Les coûts supplémentaires liés à l'exploitation et à l'entretien sont négligeables et n'ont donc pas été calculés. Les données sur les coûts liés aux mises à niveau dans les points de vente au détail ont été fournies par les producteurs de carburant, qui vendent 90 % du volume total vendu dans les points de vente au détail au Canada. Le 10 % qui reste est principalement vendu dans les points de vente au détail que possèdent trois entreprises indépendantes au Québec.

Tableau 5 : Valeur actualisée des coûts différentiels pour procéder à la mise à niveau des points de vente au détail (2010 à 2034)

(valeur constante de 2007 en M$)

	Ouest	Ontario	Québec et provinces de l'Atlantique	Total
Coûts en capital	1,8	0,7	4,3	6,8

As can be seen from the above table, the incremental costs to retail outlets are highest in Quebec and the Atlantic Provinces, where there are no renewable fuel requirements. Therefore, the majority of the retail outlets in this region, especially those located in highly populated areas, would have to invest in upgrades to their facilities.

Ethanol producers

As the renewable fuel content in gasoline increases, investments would be needed to build additional renewable fuel production facilities. As stated earlier, two plants of 130 million litres each would need to be built in the West and one plant of 210 million litres would need to be built in Ontario primarily to meet the incremental demand for renewable fuel in Alberta, Quebec and the Atlantic Provinces. The present value of these investments over the 25-year period is estimated to be $264.8 million. The details of these costs are presented in the table below.

Table 6: Present Value of Incremental Costs to Ethanol Producers (2010–2034)

(Constant 2007 $M)

	West	Ontario	Total
Capital Costs	159.8	105.0	264.8

For Ontario, although it is assumed that the additional facility would be built to meet the future demand for renewable fuel in the Quebec and the Atlantic Provinces, it is also probable that part of the excess renewable fuel volumes would be transported to other provinces in the West to cover the shortfall in supply in that region.

Costs to consumers

Due to the lower energy content[19] of ethanol-blended gasoline, it is expected that consumers would experience an increase in gasoline consumption. Taking into account the lower energy content, it is estimated that approximately 4.4 billion litres[20] of additional gasoline would be required over the 25-year period. As a consequence, the present value of the total increase in consumer expenditure on gasoline is estimated to be approximately $2 billion over the same period. This increase in consumer expenditure was calculated as the product of the incremental volumes of gasoline times a projection of gasoline prices in Canada. Historical gasoline prices (excluding taxes) were increased by the growth rate of gasoline implicit in the 2009 U.S. Energy Information Agency's Annual Energy Outlook.

[19] Energy content of E10 blended gasoline is 2.2% lower in comparison to conventional gasoline, after adjusting for vehicle efficiency and fuel economy improvements.

[20] Calculated as a difference in BAU and regulated scenario gasoline demand.

Comme le démontre le tableau ci-dessus, les coûts différentiels pour les points de vente au détail sont plus élevés au Québec et dans les provinces de l'Atlantique où il n'y a toujours pas d'exigence en carburant renouvelable. Par conséquent, la plupart des points de vente au détail dans cette région, et particulièrement ceux qui sont situés dans les régions plus densément peuplées, devront investir dans la mise à niveau de leurs installations.

Producteurs d'éthanol

Au fur et à mesure que le contenu en carburant renouvelable dans l'essence augmente, des investissements seraient nécessaires pour bâtir des installations de production de carburant renouvelable supplémentaires. Tel qu'il a été mentionné plus tôt, deux usines dotées chacune d'une capacité de production de 130 millions de litres devraient être construites dans l'Ouest et une usine d'une capacité de 210 millions de litres devrait être mise en place en Ontario afin de répondre principalement à la demande différentielle en carburant renouvelable de l'Alberta, du Québec et des provinces de l'Atlantique. La valeur actualisée de ces investissements sur une période de 25 ans est estimée à 264,8 millions de dollars. Les détails de ces coûts sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 6 : Valeur actualisée des coûts différentiels pour les producteurs d'éthanol (2010 à 2034)

(valeur constante de 2007 en M$)

	Ouest	Ontario	Total
Coûts en capital	159,8	105,0	264,8

En Ontario, bien que l'on suppose que l'installation supplémentaire serait construite pour répondre à la demande future en carburant renouvelable du Québec et des provinces de l'Atlantique, il est aussi probable qu'une partie du volume de carburant renouvelable en excès soit transporté dans d'autres provinces à l'Ouest pour combler la capacité manquante de production dans cette région.

Coûts pour les consommateurs

En raison du contenu énergétique[19] plus faible du mélange essence-éthanol, on prévoit que la consommation d'essence des consommateurs pourrait augmenter. En prenant en considération le plus faible contenu énergétique, on estime qu'environ 4,4 milliards de litres[20] d'essence supplémentaires seraient nécessaires au cours de la période de 25 ans. En conséquence, la valeur actualisée de l'augmentation totale des dépenses en essence des consommateurs est évaluée à environ 2 milliards de dollars au cours de la même période. Cette augmentation des dépenses des consommateurs a été calculée en multipliant les volumes différentiels d'essence par les prix prédits de l'essence au Canada. Les prix historiques de l'essence (en excluant les taxes) ont été augmentés en fonction du taux de croissance implicite de l'essence du U.S. Energy Information Agency's Annual Energy Outlook de 2009.

[19] Le contenu énergétique du mélange essence-éthanol (E10) est de 2,2 % plus faible que l'essence conventionnelle, après ajustement pour l'efficacité des véhicules et les améliorations d'économie de carburant.

[20] Calculé comme une différence dans le MSQ et dans le scénario de réglementation de la demande d'essence.

Table 7: Present Value of Incremental Costs to Consumers (2010–2034)

(Constant 2007 $M)

	West	Ontario	Quebec and Atlantic Provinces	Total
Total cost of incremental gasoline purchases ($M)	610.0	427.0	996.4	2,033.4

The majority of the increase in gasoline purchases would be incurred by consumers in Alberta, Quebec and the Atlantic Provinces, where renewable fuel requirements are currently not in place. Some of the increased gasoline purchases would also be incurred in other provinces in the West and in Ontario, as fuel producers plan to sell gasoline with higher levels of ethanol content (such as E10), even though renewable fuel requirements are currently in place. Therefore, lower cost increases are expected to be incurred in Ontario and some of the provinces in the West, where the requisite infrastructure is already in place.

On a per-vehicle basis, the average impact on consumer expenditure on gasoline is estimated to be $34 for 2011. These costs are not expected to significantly increase the fuelling cost on average, though impacts would vary depending on the ethanol content of fuels offered.

Costs to the Government

Costs to the Government of Canada of the proposed Regulations fall into three principal categories: enforcement costs, compliance promotion costs, and development and maintenance costs for the electronic reporting system. These incremental costs are presented in the following table.

Table 8: Present Value of Incremental Costs to Government (2010–2034)

(Constant 2007 $M)

	Incremental Costs
Enforcement	1.3
Compliance Promotion	0.4
Development and Maintenance of the Electronic Reporting System	0.6
Total	**2.3**

With respect to enforcement costs, a one-time amount of $250,000 would be required to train enforcement officers. Following the delivery of the training, the enforcement costs for five years are estimated to require an undiscounted annual budget of $117,672 for inspections (including operations and maintenance costs and transportation costs), investigations and measures to deal with alleged violations (including environmental protection compliance orders and injunctions). For subsequent years, enforcement costs are estimated to require an undiscounted annual budget of $88,459 for inspections, investigations, measures to deal with alleged violations and prosecutions.

Tableau 7 : Valeur actualisée des coûts différentiels pour les consommateurs (de 2010 à 2034)

(valeur constante de 2007 en M$)

	Ouest	Ontario	Québec et provinces de l'Atlantique	Total
Coût total des achats différentiels en essence (M$)	610,0	427,0	996,4	2 033,4

La majorité de l'augmentation des achats en essence serait encourue par les consommateurs de l'Alberta, du Québec et des provinces de l'Atlantique, soit les provinces où les exigences en carburant renouvelable ne sont pas encore en place. Certaines augmentations d'achat d'essence seraient encourues dans d'autres provinces de l'Ouest et l'Ontario, puisque les producteurs de carburant prévoient vendre de l'essence dont la teneur en éthanol serait plus élevée (comme l'E10) même si les exigences en carburant renouvelable ne sont pas actuellement en place. Par conséquent, les plus faibles augmentations des coûts se manifesteront en Ontario et dans certaines provinces de l'Ouest, où l'infrastructure nécessaire est déjà en place.

L'impact moyen sur le plan des dépenses en essence par véhicule pour les consommateurs est estimé à 34 $ en 2011. On ne prévoit pas que les coûts augmentent considérablement le coût moyen pour faire le plein, quoique les impacts varieront selon la teneur en éthanol des carburants offerts.

Coûts pour le gouvernement

Les coûts associés au projet de règlement pour le gouvernement du Canada tombent dans trois catégories principales : les coûts liés à l'application, les coûts liés à la promotion de la conformité et les coûts liés au développement et à l'entretien du système de déclaration électronique. Ces coûts différentiels sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 8 : Valeur actualisée des coûts différentiels pour le gouvernement (2010 à 2034)

(valeur constante de 2007 en M$)

	Coûts différentiels
Application	1,3
Promotion de la conformité	0,4
Développement et entretien du système de déclaration électronique	0,6
Total	**2,3**

Un montant de 250 000 $ serait requis pour former les agents de l'autorité. Pour les cinq années qui suivront la prestation de la formation, on estime que les coûts d'application annuels non actualisés s'élèveront à 117 672 $ pour les inspections (ce qui inclut les coûts d'opération et d'entretien et les coûts de transport), les enquêtes et les mesures à prendre face à des infractions présumées (y compris les ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement et les injonctions). Pour les années subséquentes, on estime que les coûts d'application annuels non actualisés s'élèveront à 88 459 $ pour les inspections, les enquêtes, les mesures à prendre face à des infractions présumées et les poursuites au criminel.

Total enforcement costs for on-site inspections, investigations and measures to deal with alleged violations are estimated to be $1.3 million (present value) over the 25-year period.

Compliance promotion require an annual budget of $303,137 during the first year of coming into force of the Regulations for training, workshops, conferences, meetings with provincial counterparts, preparation and mailing of compliance information material to stakeholders, advertising, etc. In subsequent years, the costs are lower and are mostly related to annual compliance strategy development, data collection and organization. The present value of total compliance promotion costs is estimated to be $0.4 million over the 25-year period.

The total undiscounted incremental cost of $580,000 would be incurred for the electronic reporting system. This amount includes the cost of purchasing the server and peripheral equipment, the cost of setting up the reporting and tracking system, as well as operation and maintenance costs of the system. The present value of total electronic reporting system costs is estimated to be $0.6 million over the 25-year period.

Benefits to Canadians

Use of renewable fuel can offer environmental benefits stemming from reduction in GHG emissions and some tailpipe emissions, such as carbon monoxide, benzene and 1,3-butadiene. However, renewable fuel use may result in increased emissions of volatile organic compounds, nitrogen oxides and acetaldehyde.

Emissions of greenhouse gases

Achieving a renewable volume equal to 5% of Canada's fuel pool would result in an incremental average of 794 million litres of renewable fuel being blended with gasoline each year. This is expected to result in an incremental lifecycle GHG emission reduction of an average of 1 MT CO_2e per year. This is a significant reduction in air pollution associated with GHG emissions, which is equivalent to taking a quarter of a million vehicles off the road.

The emission factors, presented in the baseline scenario, were multiplied by the renewable fuel volumes required over the 25-year period in order to obtain a total GHG emission reduction of 23.8 MT CO_2e attributable to the proposed Regulations. The largest gains in GHG emission reductions occur in Quebec and the Atlantic Provinces, accounting for approximately 47% of the reductions. This is primarily attributed to the fact that no renewable fuels are currently in use in those provinces.

Estimates of the social cost of carbon (SCC) vary widely and there is no consensus as to precise values to use for a benefits analysis. For example, experts such as Tol, Nordhaus and Hope[21] have reported mean SCC values in the range of $10 to $25 per tonne of CO_2e, whereas Stern has reported a value closer to $100. In part, this lack of consensus relates to key parameter choices in the estimation of the SCC, for example the appropriate discount rate to use in the calculation. It is generally acknowledged that estimates, even from the same model, vary widely depending on

[21] Watkiss and Downing (2008), "The Social Cost of Carbon: Valuation estimates and their use in UK policy." IAJ The Integrated Assessment Journal, *Bridging Sciences & Policy*, Vol. 8, Iss. 1 (2008), pp. 85–105.

Les coûts d'application totaux pour les inspections sur les lieux, les enquêtes et les mesures à prendre face à des infractions présumées sont estimés à 1,3 millions de dollars (valeur actualisée) sur une période de 25 ans.

La promotion de la conformité requiert un budget annuel de 303 137 $ lors de la première année suivant l'entrée en vigueur du projet de règlement pour la formation, les ateliers, les conférences, les rencontres avec les homologues provinciaux, la préparation et l'envoi de renseignements sur la conformité aux parties, la publicité, etc. Dans les années suivantes, les coûts sont moins élevés et se rapportent principalement à l'élaboration annuelle d'une stratégie sur la conformité ainsi qu'à la collecte et à l'organisation des données. La valeur actualisée des coûts totaux de promotion de la conformité est estimée à 0,4 million de dollars sur une période de 25 ans.

Le coût différentiel non actualisé total de 580 000 $ serait encouru pour le système de déclaration électronique. Ce montant inclut l'achat du serveur et de l'équipement périphérique, les coûts associés à l'établissement du système de déclaration électronique et de suivi ainsi que les coûts liés à l'exploitation et à l'entretien du système. La valeur actualisée des coûts totaux du système de déclaration électronique est estimée à 0,6 million de dollars sur une période de 25 ans.

Avantages pour les Canadiens

L'utilisation de carburant renouvelable offre certains avantages environnementaux en raison de la réduction des émissions de GES et de certaines émissions d'échappement, comme le monoxyde de carbone, le benzène et le 1,3-butadiène. Cependant, l'utilisation de carburant renouvelable pourrait augmenter l'émission de composés organiques volatils, d'oxydes d'azote et d'acétaldéhyde.

Émissions de gaz à effet de serre

L'atteinte d'un volume en carburant renouvelable équivalent à 5 % des stocks de carburants du Canada entraînerait une moyenne différentielle annuelle de 794 millions de litres de carburant renouvelable qui serait mélangés à l'essence. On prévoit que cela permettrait de réduire les émissions différentielles de GES, sur la base du cycle de vie, de 1 Mt éq CO_2 en moyenne par année. Cette valeur représente une réduction significative au niveau de la pollution atmosphérique associée aux émissions de GES, laquelle est équivalente à retirer un quart de million de véhicules de la route.

Les facteurs d'émission, tels qu'ils sont présentés dans le scénario de référence, ont été multipliés par le volume de carburant renouvelable nécessaire au cours de la période de 25 ans afin d'obtenir une réduction totale des émissions de GES de 23,8 Mt éq CO_2 attribuable au projet de règlement. Les gains les plus importants sur le plan de la réduction des émissions de GES se manifesteraient au Québec et dans les provinces de l'Atlantique, représentant environ 47 % des réductions. Ceci est principalement dû au fait qu'aucun carburant renouvelable n'est présentement utilisé dans ces provinces.

Les estimations du coût social du carbone (CSC) varient grandement, et il n'y a pas de consensus quant aux valeurs précises à utiliser dans le cadre d'une analyse des avantages. Par exemple, des experts tels que Tol, Nordhaus et Hope[21] ont indiqué des valeurs moyennes du CSC de 10 $ à 25 $ par tonne éq CO_2, alors que Stern a révélé une valeur plus près de 100 $. Ce manque de consensus s'explique en partie par des choix de paramètres clés dans l'évaluation du CSC, par exemple le taux d'escompte approprié dans le calcul. On reconnaît généralement que les prévisions,

[21] Watkiss and Downing (2008), "The Social Cost of Carbon: Valuation estimates and their use in UK policy." IAJ The Integrated Assessment Journal, *Bridging Sciences & Policy*, vol. 8, nº 1 (2008), p. 85-105.

the chosen levels of key variables. In addition, it is widely acknowledged that the SCC would normally increase by about 2% per year. Other benchmarks for the SCC include the price of carbon on exchange markets and target prices announced by key jurisdictions. The price of carbon on the European Climate Exchange (ECX) is currently trading in the neighbourhood of $24.[22] The most recent United Kingdom target ranges from $44 to $134.[23] Together, the above factors suggest that plausible SCC estimates would normally fall within a range of approximately $10 to $100 per tonne of CO_2e.

While research to determine the appropriate price of carbon for use in cost-benefit analysis is continuing, for this analysis a value of $25 per tonne of CO_2e has been adopted. This price is consistent with the expected U.S. price of carbon and the current trading value of permits in the European Climate Exchange. Sensitivity analysis on the $10 to $100 range (including a growth rate of 2% per year) was also conducted. Thus, the present value of GHG emission reduction benefits is estimated to be $560.8 million,[24] with a plausible range of $327.1 million to $3.3 billion. It is worth noting that these benefits are global in nature; therefore, they cannot be attributed entirely to Canada or to particular regions within Canada.

Table 9: Present Value of Estimated Incremental Benefits of GHG Emission Reductions (2010–2034)

(Constant 2007 $M)

	GHG Emission Reductions (Mt CO_2e)	Low Estimate $10/tonne	Regulated Scenario Estimate $25/tonne	High Estimate $100/tonne
West	7.6	104.6	180.3	1,046.2
Ontario	5.0	68.5	116.4	684.9
Quebec and Atlantic Provinces	11.2	154.0	264.1	1,540.0
Total for Canada	**23.8**	**327.1**	**560.8**	**3,271.2**

The incremental benefits from reductions in GHG emissions are estimated to be higher in Quebec and the Atlantic Provinces, since these benefits are primarily attributable to the proposed Regulations. The share of Ontario and the West (with the exception of Alberta) would be lower, as a majority of the GHG emission reductions have already been achieved under the provincial renewable fuel mandates.

Expected benefits from reductions in GHG emissions as a result of these proposed Regulations, in addition to those from other initiatives, would contribute towards reducing the impacts of climate change. In addition, next-generation renewable fuels, such as cellulosic ethanol, are expected to provide greater environmental benefits than grain-based ethanol. Ethanol made from cellulose is projected to emit 60% fewer GHG emissions than gasoline (compared to the 40%–50% reductions that stem from use of grain-based ethanol).

[22] ECX price of carbon of 15 euros was converted to Canadian dollars using an exchange rate of 1 euro = $1.58.

[23] UK price of carbon range of £25 to £76 was converted to Canadian dollars using an exchange rate of £1 = $1.76.

[24] A 3% discount rate was used for estimating the present value of benefits.

même selon le même modèle, varient grandement selon les niveaux sélectionnés de variables clés. De plus, il est largement reconnu que le CSC augmenterait normalement d'environ 2 % par année. D'autres références pour le CSC comprennent le prix du carbone sur les marchés des changes et les prix cibles annoncés par les instances clés. Le prix du carbone à la Bourse européenne du carbone s'échange à ce jour aux environs de 24 $[22]. Le dernier objectif du Royaume-Uni varie de 44 $ à 134 $[23]. Les facteurs susmentionnés suggèrent ensemble qu'une variation possible d'évaluations du CSC serait normalement de 10 $ à 100 $ la tonne éq CO_2.

Alors que la recherche pour fixer le prix adéquat du carbone en vue de l'analyse coûts-avantages se poursuit, on a adopté une valeur de 25 $ par tonne éq CO_2 aux fins de cette analyse. Ce prix se conforme au prix prévu du carbone des États-Unis et à la valeur d'échange actuelle des permis à la Bourse européenne du carbone. On a également mené une analyse de sensibilité de 10 $ à 100 $ (incluant un taux de croissance de 2 % par année). Ainsi, la valeur actuelle des avantages de la réduction d'émissions de GES est estimée à 560,8 millions de dollars[24], avec une variation possible de 327,1 millions à 3,3 milliards de dollars. Il faut noter que ces avantages demeurent généraux et ne peuvent donc pas dépendre entièrement du Canada ou de régions canadiennes données.

Tableau 9 : Valeur actualisée des bénéfices différentiels associés à la réduction des émissions de GES, selon les évaluations (de 2010 à 2034)

(valeur constante de 2007 en M$)

	Réductions des émissions (Mt éq CO_2)	Évaluation faible 10 $/tonne	Scénario réglementaire estimé 25 $/tonne	Évaluation élevée 100 $/tonne
Ouest	7,6	104,6	180,3	1 046,2
Ontario	5,0	68,5	116,4	684,9
Québec et provinces de l'Atlantique	11,2	154,0	264,1	1 540,0
Total au Canada	**23,8**	**327,1**	**560,8**	**3 271,2**

On estime que les bénéfices différentiels générés par les réductions des émissions de GES sont plus importants au Québec et dans les provinces de l'Atlantique, puisque ces bénéfices sont attribuables principalement au projet de règlement. La contribution de l'Ontario et des provinces de l'Ouest (à l'exception de l'Alberta) serait plus faible, puisque la majorité des réductions des émissions de GES ont déjà été atteintes dans le cadre des mandats provinciaux associés au carburant renouvelable.

Les avantages prévus associés à la réduction des émissions de GES générée par le projet de règlement, en plus de ceux qui sont attribués à d'autres initiatives, pourraient contribués à la réduction des effets des changements climatiques. On prévoit que les carburants renouvelables de la prochaine génération, comme l'éthanol cellulosique, offriront des avantages environnementaux encore plus importants que l'éthanol à base de grains. On estime que les émissions découlant de l'éthanol produit à partir de cellulose sont de 60 % plus faibles que celles de l'essence (comparativement à

[22] À la Bourse européenne du carbone, le prix du carbone de 15 euros a été converti en dollars canadiens en utilisant un taux de change de 1 euro = 1,58 $.

[23] L'écart du prix du carbone de 25 £ à 76 £ du Royaume-Uni a été converti en dollars canadiens en utilisant un taux de change de 1 £ = 1,76 $.

[24] Un taux d'escompte de 3 % a été utilisé pour estimer la valeur actualisée des avantages.

Emissions of criteria air contaminants

The proposed Regulations are expected to result in changes in the emissions of air pollutants. Emissions of criteria air contaminants (CACs) such as benzene, 1,3-butadiene, and CO are expected to decrease while emissions of acetaldehyde would increase. These changes in emissions, although small, are expected to contribute to the health and environmental benefits to be achieved in combination with other initiatives. However, given the level of potential increases and decreases in specific CAC emissions related to the 5% use of ethanol-blended gasoline, the implications for human health and the environment is less certain and remains a challenging area of research.

Health Canada undertook a detailed impact study in order to evaluate the potential risks and benefits to the health of Canadians that might result from the widespread use of 10% ethanol in gasoline (E10).[25] The health impacts of E10 were evaluated relative to those associated with the use of conventional gasoline. The Health Canada study focused on two Canadian regions: the East and the West, where the East covers the provinces of Ontario and Quebec, and the West cover the western part of Canada, for a population of eight million.

Using atmospheric modelling to evaluate the potential impacts in 2000 for the East and in 2000 and 2010 for the West, the results indicate that the use of E10 in Canada would result in minimal changes in the ambient levels of air pollutants. Generally, small decreases in atmospheric concentrations of benzene, 1,3-butadiene, and CO were observed, along with a slight increase in atmospheric concentration of acetaldehyde for the E10 fuel scenarios. In addition, the use of E10 had almost no impact on NO_2, SO_2, ozone and $PM_{2.5}$.

Translating the changes in emissions into health impacts using 13 health endpoints,[26] the study found that differences in pollutant concentrations between use of conventional gasoline and E10 scenarios resulted in various health outcomes across the East and West regions. For the year 2000, the results indicate greater health benefits across all health endpoints for the West region compared to the East. At the regional level, reduced health effects were associated with changes in CO, NO_2, ozone, and $PM_{2.5}$, while a minor increased effect was associated with SO_2 for the West. For the East, health benefits were derived for CO, ozone, and SO_2, while increased risks were associated with NO_2 and $PM_{2.5}$.

Based on these results, the total value of benefits associated with ozone, NO_2, $PM_{2.5}$, SO_2 and CO for all health endpoints was estimated to be less than $4 million in the East and $9.2 million in

[25] Health Canada (2009), "Health Risks and Benefits Associated with the Use of 10% Ethanol-blended Gasoline in Canada."

[26] The health endpoints included acute exposure mortality, acute respiratory symptom days, adult chronic bronchitis cases, asthma symptom days, cardiac emergency room visits, cardiac hospital admissions, child acute bronchitis episodes, chronic exposure mortality, elderly cardiac hospital admissions, minor restricted activity days, emergency room visits due to respiratory illnesses, hospital admissions due to respiratory illnesses, and days of restricted activity.

l'éthanol à base de grains, dont les émissions sont de 40 % à 50 % plus faibles que celles de l'essence).

Émissions des principaux contaminants atmosphériques (PCA)

On s'attend à ce que le projet de règlement génère des changements au niveau des émissions de polluants atmosphériques. On prévoit que les émissions des principaux contaminants atmosphériques tels que le benzène, le 1,3-butadiène, et le CO diminuent alors que les émissions d'acétaldéhyde augmenteraient. Bien que faibles, ces changements dans les émissions, combinés à d'autres initiatives, pourraient générer des bénéfices associés à la santé et à l'environnement. Toutefois, étant donné les niveaux d'augmentation et de diminution de certains principaux contaminants atmosphériques spécifiques liés à l'utilisation du mélange essence-éthanol à 5 %, il reste que les implications associées à l'environnement et à la santé humaine sont incertaines et demeurent un sujet de recherche complexe.

Santé Canada a entrepris une étude détaillée des répercussions afin d'évaluer les risques et les avantages possibles sur la santé des Canadiens qui pourraient découler de l'usage répandu de 10 % d'éthanol dans l'essence (E10)[25]. Les répercussions sur la santé de l'E10 ont été évaluées par rapport à celles associées à l'utilisation de l'essence conventionnelle. L'étude de Santé Canada se concentre sur deux régions canadiennes : l'Est et l'Ouest, où l'Est couvre les provinces de l'Ontario et du Québec, et l'Ouest, les régions de l'Ouest canadien, représentant une population de huit millions de personnes.

En utilisant des modèles atmosphériques pour évaluer les répercussions possibles pour l'Est en 2000 et pour l'Ouest en 2000 et 2010, les résultats révèlent que l'utilisation d'E10 au Canada entraînerait peu de changements des niveaux de polluants atmosphériques. De manière générale, de faibles baisses de concentrations atmosphériques en benzène, en 1,3-butadiène et en CO sont signalées ainsi qu'une légère augmentation de la concentration atmosphérique en acétaldéhyde pour les scénarios de l'essence de type E10. L'utilisation d'E10 n'a pratiquement aucune incidence sur les niveaux de NO_2, de SO_2, d'ozone et des $PM_{2,5}$.

En traduisant les changements d'émissions en effets pour la santé à l'aide de 13 paramètres de santé[26], l'étude a découvert des différences dans les concentrations de polluants entre l'utilisation de l'essence conventionnelle et les scénarios d'E10 qui ont entraîné des résultats variables sur la santé à l'échelle des régions de l'Est et de l'Ouest. Pour l'année 2000, les résultats indiquent plus d'avantages pour la santé parmi tous les paramètres de santé de la région de l'Ouest en comparaison de la région de l'Est. Sur le plan régional, une réduction des effets sur la santé était liée aux changements de concentration en CO, en NO_2, en ozone et en $PM_{2,5}$, alors qu'un effet accru mineur était lié au SO_2 dans l'Ouest. Pour l'Est, les avantages sur la santé provenaient du CO, de l'ozone et du SO_2, alors que les risques accrus correspondaient au NO_2 et aux $PM_{2,5}$.

Selon ces résultats, la valeur totale des avantages liés à l'ozone, au NO_2, aux $PM_{2,5}$, au SO_2 et au CO pour tous les paramètres de santé atteignait moins de 4 millions de dollars dans l'Est et

[25] Health Canada (2009), « Risques et bénéfices pour la santé liés à l'usage d'essence contenant 10 % d'éthanol au Canada ».

[26] Les paramètres de santé comprenaient les suivants : mortalité liée à une exposition aiguë, jours de symptômes respiratoires aigus, cas de bronchite chronique chez l'adulte, jours de symptômes d'asthme, visites à l'urgence en raison de problèmes cardiaques, admissions à l'hôpital en raison de problèmes cardiaques, épisodes de bronchite aiguë chez l'enfant, mortalité liée à une exposition chronique, admissions à l'hôpital de personnes âgées présentant des problèmes cardiaques, jours d'activité restreinte mineure, visites à l'urgence en raison de maladies respiratoires, admissions à l'hôpital en raison de maladies respiratoires et jours d'activité restreinte.

the West. The health benefit associated with E10 fuel use in 2010 compared to the conventional gasoline use for all endpoints was valued at $6.4 million for the West domain.

The Health Canada study acknowledges that quantifying benefits associated with changes in the emissions of air pollutants across Canada involves complex modelling that requires adequately determining the local distribution of air emissions and atmospheric levels of the pollutant. These are very challenging to estimate as they depend on various factors such as traffic volumes, emission inventory, predominant winds, geography, etc. The health impacts must then be estimated based on the changes in air pollutant levels. Although accepted methodologies exist for the monetization of health impacts in general (willingness-to-pay for reduced mortality and morbidity rates, increased health care costs, etc.), these impacts are difficult to monetize.

Overall, the study concludes that there are no substantial differences in predicted health effects between use of conventional gasoline use and use of E10. This assessment indicates that increasing E10 use in Canada would have neutral effect on human health. Based on these conclusions, it is expected that a 5% renewable fuel content in the gasoline pool would also have no noticeable impact on human health.

Impact on agriculture

Agriculture and Agri-Food Canada (AAFC) conducted an internal analysis of the impact of a 5% ethanol and a 2% biodiesel targets on the Canadian agriculture sector in early 2007, considering all jurisdictions in Canada. The results of this internal analysis were adjusted to reflect the 5% renewable fuel content requirement under the proposed Regulations (accounting for 33% of renewable fuel demand), excluding existing provincial mandates and the federal biodiesel requirement. As a result, 25% of the estimated impacts are assumed to be attributable to the proposed Regulations.

Overall, the federal renewable fuel requirement is expected to have minimal impacts on the primary agriculture sector and no measurable downstream impacts. Based on the AAFC analysis, the agriculture sector would experience minimal impacts. These impacts are discussed in more detail below. In general, it is expected that the Canadian agriculture sector would be impacted to a greater extent from renewable fuel requirements in other countries, such as the United States.

Impact on the crop sector

Based on the AAFC analysis, the impact on income of the crop sector is estimated to be a small increase of less than 2.7%. Adjusting this result to reflect only the federal requirement, the impact represents a 0.7% increase in income. This minimal impact is due to the fact that Canada is a price taker in the world market for crops, and changes in Canadian demand would not have any significant impact on world prices. However, there could be small shifts in local prices as a result of increased demand for renewable fuel feedstock, but no changes are expected in the prices of other crops.

Trade in agricultural crops is not expected to be significantly impacted. Wheat export may experience minor decreases. However, it would likely be low-quality wheat which would be diverted to the production of renewable fuel.

9,2 millions de dollars dans l'Ouest. Les avantages pour la santé liés à l'utilisation de l'essence E10 en 2010 par comparaison avec l'essence conventionnelle pour tous les paramètres de santé atteignaient 6,4 millions de dollars dans l'Ouest.

L'étude de Santé Canada reconnaît que la quantification des avantages liés aux changements des émissions de polluants atmosphériques au Canada implique des modèles complexes exigeant l'établissement adéquat de la répartition locale des émissions et des niveaux atmosphériques des polluants. Ces derniers sont très difficiles à évaluer, car ils dépendent de divers facteurs, tels que le volume de circulation, l'inventaire des émissions, les vents dominants et l'emplacement géographique. Les effets sur la santé doivent ensuite être évalués en fonction des changements des niveaux de polluants atmosphériques. Bien que des méthodes reconnues existent pour exprimer en coûts les effets sur la santé dans son ensemble (volonté de payer pour une réduction des taux de mortalité et de morbidité, coûts accrus pour les soins de santé, etc.), ces effets peuvent difficilement s'exprimer en termes de coûts.

Dans l'ensemble, l'étude conclut qu'il n'y a pas de différence importante pour ce qui est des effets prévus sur la santé entre l'utilisation de l'essence conventionnelle et l'utilisation d'E10. Cette évaluation révèle que l'utilisation accrue d'E10 au Canada aurait des effets neutres sur la santé humaine. À la lumière de ces conclusions, il est prévu qu'une teneur de 5 % en carburant renouvelable dans le stock d'essence n'aurait également pas d'effet notable sur la santé humaine.

Répercussions sur l'agriculture

Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC) a mené une analyse interne des répercussions des exigences de 5 % d'éthanol et de 2 % de biodiesel dans le secteur agricole canadien au début de 2007, en tenant compte de toutes les instances canadiennes. Les résultats de cette analyse interne ont été ajustés afin de tenir compte de l'exigence de la teneur moyenne de 5 % en carburant renouvelable en vertu du projet de règlement (représentant 33 % de la demande en carburant renouvelable), en excluant les mandats provinciaux actuels et l'exigence fédérale relative au biodiesel. Par conséquent, 25 % des répercussions prévues s'expliquent par le projet de règlement.

Dans l'ensemble, l'exigence fédérale relative au carburant renouvelable devrait avoir des répercussions minimales sur le secteur primaire agricole et aucune répercussion mesurable en aval. Selon l'analyse d'AAC, le secteur agricole connaîtrait des répercussions minimales. Ces répercussions sont abordées plus en détail ci-dessous. En général, on prévoit que le secteur agricole canadien serait touché dans une plus large mesure par les exigences relatives au carburant renouvelable d'autres pays, comme les États-Unis.

Répercussions sur le secteur des cultures

On estime, selon l'analyse d'AAC, que les répercussions sur le revenu du secteur des cultures représenteraient une légère augmentation de moins de 2,7 %. En adaptant ce résultat pour traduire uniquement l'exigence fédérale, les répercussions représentent une augmentation de 0,7 % en revenus. Ces effets minimaux s'expliquent par le fait que le Canada est un preneur de prix sur le marché mondial des cultures et que les changements de la demande canadienne n'auraient pas d'effet important sur les prix mondiaux. Toutefois, il pourrait y avoir de légers changements dans les prix locaux à la suite d'une demande accrue en matières premières pour le carburant renouvelable, mais aucun changement n'est prévu pour les prix d'autres cultures.

Le commerce des cultures agricoles ne devrait pas être touché de manière importante. L'exportation du blé pourrait connaître des diminutions mineures. Cependant, ce serait probablement du blé de faible qualité qui serait détourné vers la production de carburants renouvelables.

Since 1999, Canada, and in particular Ontario, has been a net importer of corn, largely as a result of the expansion of the red meat industry. Imports are expected to increase in order to meet the demand for renewable fuel feedstock in eastern Canada. However, this would have little impact on the price of corn in the world market.

Impact on livestock

As negligible impacts are expected on crop prices, livestock feed prices are consequently not expected to show any significant change as a result of the proposed Regulations. Based on the AAFC analysis, the net economic impact on the livestock sector is expected to be less than 0.025% (25% of the full impact estimate), given that feed price impacts are expected to be negligible. There may be some changes in the local distribution of livestock feed, but this would have a minimal impact on overall livestock income or operations.

In addition, no changes are expected in the trade of live animals or of meat, or in other related sectors such as poultry and dairy. Impacts on employment in the livestock industry are expected to be negligible.

Impact on land use

The federal renewable fuel requirement is not expected to result in increases or changes in land use. Changes in cropping activities as a result of the renewable fuel requirement are expected to take place within the existing crop land base. Since no significant changes in crop prices or land use would occur, there would be little impact on crop intensification at the national level. However, there could be limited impact in a few regions. There may be small increases in fertilizer use as there could be small regional expansion of corn production, but this is not expected to result in changes on water quality or GHG emissions from the agriculture sector.

Distributional impacts

Fuel producers

The average annual incremental costs associated with the proposed Regulations incurred by the petroleum refining sector represent less than one percent of the net revenues and are therefore not expected to significantly impact the profitability of the sector. Moreover, it is expected that the majority, if not all, of these costs would be passed down along the supply chain through the final retail price. However, due to increased sales of ethanol-blended gasoline, approximately 10% of the total cost incurred by consumers due to the lower energy content of ethanol would contribute to increased revenues for fuel producers. This additional revenue would likely offset some of the incremental costs incurred by the fuel producers as a result of the proposed Regulations.

Renewable fuels facilities

The proposed Regulations could result in a significant increase in renewable fuel production with the demand for renewable fuel expected to increase from one billion litres in 2009 to nearly two billion in 2011–2012. This estimate includes the increase in production capacity due to new facilities and upgrades to existing

Depuis 1999, le Canada, et plus particulièrement l'Ontario, est un importateur net de maïs. Ce fait est attribuable en grande partie à l'expansion de l'industrie de la viande rouge. Les importations devraient augmenter afin de répondre à la demande en matières premières pour le carburant renouvelable dans l'Est canadien. Cependant, cette situation influencerait peu le prix du maïs sur le marché mondial.

Répercussions sur le bétail

Puisque des répercussions négligeables sont prévues sur les prix des cultures, les prix des aliments pour le bétail ne devraient donc pas afficher de changements importants à la suite du projet de règlement. À la lumière de l'analyse d'AAC, les incidences économiques nettes sur le secteur de l'élevage devraient être inférieures à 0,025 % (25 % de l'estimation de la répercussion complète), étant donné qu'on prévoit que les incidences sur le prix des aliments seront négligeables. Il pourrait y avoir certains changements dans la distribution locale des aliments pour le bétail, mais ceci aurait sans doute une répercussion minime sur le revenu global de ce secteur ou de ses opérations.

De plus, aucun changement n'est prévu concernant le commerce d'animaux vivants ou de viande, ou dans d'autres secteurs connexes, comme la volaille et les produits laitiers. Les effets sur le nombre d'emplois de l'industrie de l'élevage demeureraient négligeables.

Répercussions sur l'utilisation des terres

On ne s'attend pas à ce que l'exigence fédérale en contenu de carburant renouvelable entraîne d'augmentation ou de changements dans l'utilisation des terres. Les changements dans les activités de culture qui pourraient se produire à la suite de l'exigence relative aux carburants renouvelables se feraient dans les limites des terres cultivables actuelles. Étant donné qu'aucun changement important dans le prix des cultures ou l'utilisation des terres ne surviendrait, il y aurait peu de répercussions en termes d'intensification des cultures au niveau national. Toutefois, il pourrait y avoir des effets limités dans quelques régions. L'utilisation d'engrais pourrait connaître de légères hausses, car on pourrait assister à une faible expansion régionale de la production de maïs, mais cela ne devrait pas entraîner de changement dans la qualité de l'eau ou dans les émissions de GES relativement au secteur agricole.

Répercussions liées à la distribution

Producteurs de carburant

Les coûts différentiels annuels moyens que devra encourir le secteur du raffinage du pétrole en raison du projet de règlement représentent moins d'un pour cent de ses revenus nets. Par conséquent, on ne prévoit pas de répercussion significative sur la rentabilité du secteur. De plus, il est prévu que la plupart des coûts, sinon tous, seraient refilés à la chaîne d'approvisionnement en aval jusqu'au prix de détail final. Étant donné l'augmentation des ventes de mélange essence-éthanol attribuable au contenu énergétique plus faible de l'éthanol, environ 10 % des coûts totaux encourus par les consommateurs pourrait contribuer à l'accroissement du revenu des producteurs de carburant. Ce revenu supplémentaire pourrait probablement compenser quelques-uns des coûts différentiels associés au projet de règlement et encourus par les producteurs de carburant.

Installations pour la production de carburants renouvelables

Le projet de règlement pourrait engendrer une augmentation considérable de la production de carburants renouvelables puisque la demande en carburant renouvelable est appelée à augmenter d'un milliard de litres en 2009 à près de deux milliards de litres en 2011-2012. Cette évaluation comprend l'augmentation

ones that have received a production incentive under the ecoENERGY program under the Renewable Fuels Strategy. While forecasts of renewable fuel production are somewhat uncertain, it is assumed that the majority of the renewable fuel would be met through domestic production. However, some imports, primarily from the central United States, are expected to compensate for periodic shortfalls while domestic production increases.

An important by-product of renewable fuel production is the distillers' grain, which is primarily used as animal feed. Revenue from distillers' grain would contribute significantly to the profitability of renewable fuel producers.

In the longer term, as the demand for renewable fuels continues to increase, it would be reasonable to assume that additional domestic renewable fuel production facilities would come on-line over the 25-year period. The contribution of this industry to the GDP is, therefore, expected to grow over time.

Agricultural sector

The Canadian renewable fuels industry relies on the agriculture sector to provide the necessary feedstocks such as corn and wheat. Further expansion of the renewable fuel industries in Canada is expected to rely on feedstock supplied by the Canadian agricultural sector. However, the projected level of renewable fuel production in Canada is not expected to impair the agriculture sector's ability to provide agricultural commodities for traditional uses, such as for food production and livestock feed. Consequently, downstream industries such as meat and food processing are not expected to be impacted with respect to production, employment, price and trade. Furthermore, impacts on consumer food prices are not expected.

Although there are no significant income, price or land use impacts on the agriculture and agri-food sector, production of renewable fuels contributes to diversification of the agriculture and agri-food sector by creating a new market for agricultural commodities. Additionally, the ecoAgriculture Biofuels Capital Initiative, which provides capital support for the construction or expansion of a renewable fuels facility, requires farmer investment in an effort to move farmers into value-added production as opposed to only producing a commodity. Moreover, renewable fuel facilities built in rural locations have yielded benefits for those communities by increasing the number of jobs and manufacturing activity.

Employment

The capital investments to upgrade the refineries, terminals and retail outlets are expected to create employment in the initial years as the industry ramps up to comply with the proposed Regulations. In addition, the transportation of renewable fuels would require expansion of the existing transportation infrastructure which would also have a positive impact on employment. Due to the characteristics of ethanol, the most likely mode of transportation from production facilities to the point where it is blended with gasoline would be through trucking. Some transportation would also be done through rail. However, due to lack of data it is not possible to estimate the specific shares for these modes of

de la capacité de production en raison de nouvelles installations et des mises à niveau d'installations déjà existantes qui ont reçu un incitatif du programme écoÉNERGIE pour la production dans le cadre de la Stratégie sur les carburants renouvelables. Bien que les prévisions concernant la production de carburant renouvelable soient quelque peu incertaines, on suppose que la majorité du volume de carburant renouvelable sera généré par la production nationale. Toutefois, l'importation en provenance principalement des États-Unis (région centrale) pourrait compenser pour les quantités manquantes pendant l'augmentation de la production nationale.

Un important sous-produit de la production de carburants renouvelables se révèle être les drêches de distillerie, qui sont principalement utilisées pour l'alimentation des animaux. Les revenus provenant des drêches de distillerie pourraient contribuer de façon considérable à la rentabilité des producteurs de carburant renouvelable.

À plus long terme, et au fur et à mesure que la demande en carburants renouvelables augmentera, on peut s'attendre à ce que de nouvelles installations de production de carburants renouvelables puissent être érigées au Canada au cours de la période de 25 ans. On prévoit donc que la contribution de cette industrie au PIB augmentera au fil du temps.

Secteur agricole

L'industrie canadienne des carburants renouvelables mise sur l'approvisionnement en matières premières nécessaires du secteur agricole, telles que le maïs et le blé. Un plus grand développement des industries du carburant renouvelable au Canada devrait s'appuyer sur les matières premières fournies par le secteur agricole canadien. Cependant, le niveau prévu de production de carburants renouvelables au Canada ne devrait pas diminuer la capacité du secteur agricole à offrir des produits agricoles à des fins traditionnelles, comme la production de nourriture et d'aliments pour le bétail. Par conséquent, les industries en aval, comme le secteur de la viande et de la transformation des aliments ne devraient être touchées par rapport à la production, un nombre d'emplois, aux prix ou au commerce. En outre, on ne prévoit pas de répercussions sur les prix des produits pour le consommateur.

Bien qu'il n'y ait pas de répercussions significatives sur le revenu, le prix ou l'utilisation des terres pour le secteur de l'agriculture et de l'agroalimentaire, la production de carburants renouvelables contribue à la diversification du secteur de l'agriculture et de l'agroalimentaire en créant un nouveau marché pour les produits agricoles. De plus, l'Initiative pour un investissement écoagricole dans les biocarburants, qui fournit l'aide financière en vue de la construction ou de l'expansion d'une installation de production de carburants renouvelables, exige un investissement de la part des agriculteurs pour les aider à passer à une production à valeur ajoutée plutôt que de seulement créer un produit. Qui plus est, les installations de production de carburants renouvelables contruites dans des régions rurales ont profité à ces communautés avec un nombre d'emplois et des activités de fabrication accrus.

Emploi

Il est prévu que les investissements en capital pour mettre à niveau les raffineries, les terminaux et les points de vente au détail créeront de l'emploi dans les années initiales, au fur et à mesure que l'industrie apportera les modifications nécessaires afin de se conformer au projet de règlement. De plus, le transport de carburants renouvelables pourrait nécessiter une expansion de l'infrastructure de transport existante, ce qui aurait également des répercussions positives sur l'emploi. En raison des caractéristiques de l'éthanol, le moyen de transport le mieux adapté pour transporter l'éthanol depuis les installations de production vers les points de mélange avec l'essence est probablement le transport routier. Une

transportation. Nonetheless, it is likely that the increase in renewable fuel being transported would also result in increase in employment in this sector.

As demand and, consequently, production of renewable fuels increases as a result of the proposed Regulation, new jobs would be created in the renewable fuel industry. According to an NRCan study,[27] an ethanol plant with an annual production capacity of up to 100 million litres would require 30 employees for operations and plants with an annual capacity of 200 million litres or more would create 40 jobs. Taking into consideration these employment numbers and assuming three additional ethanol plants will be built, the renewable fuels production sector would be responsible for a total of approximately 100 direct jobs.

Consumers

Consumers are expected to incur the bulk of the total incremental cost associated with the proposed Regulations. In addition to the direct cost of incremental gasoline purchases, consumers would likely experience an increase in the price of gasoline at the pump as the incremental costs for the petroleum refining sector are passed on to consumers. Assuming all industry costs are passed on to the consumer, regional average cost over 25 years range from 0.07 ¢/L in Ontario to a relatively higher impact of 0.30 ¢/L in Quebec and the Atlantic Provinces.

The magnitude of any increase in fuel price from the cost increase to industry is difficult to predict. In most if not all cases, it is likely to be unnoticeable in the usual day-to-day price fluctuations experienced in the gasoline market. However, short-term price changes could be much higher, such as in cases of temporary shortages of renewable fuel supply. It is probable that higher, more volatile prices may be experienced in the first few years as the supply infrastructure is established.

Competitiveness

The Canadian economy is highly integrated with the United States economy. As the United States has implemented similar requirements for renewable fuel content in gasoline, no international competitiveness impacts are anticipated on the refining industry.

However, domestic competitiveness impacts are expected for fuel producers in the Atlantic Provinces. Fuel producers that only market within the region would face competition from national fuel producers that plan to meet their corporate requirement by supplying renewable fuel blends in other regions. The small domestic market (accounting for approximately 6% of the Canadian gasoline demand) and the lack of regionally sourced renewable fuel further place fuel producers in the Atlantic Provinces at a competitive disadvantage with the national fuel producers. Costs are expected to be an important consideration for these regional fuel producers and their ability to have access to secure and cheap

[27] (S&T)[2] Consultants and Meyers Norris Penny LLP (2004), *Economic, Financial, Social Analysis and Public Policy for Fuel Ethanol — Phase I.*

partie du transport serait également effectuée par train. Cependant, en raison d'un manque de données, il n'est pas possible d'évaluer précisément dans quelle proportion ces moyens de transport seront utilisés. Néanmoins, l'accroissement du transport de l'éthanol engendrera probablement une augmentation de l'emploi dans ce secteur.

Au fur et à mesure que la demande augmentera et que la production de carburants renouvelables augmentera à son tour en raison du projet de règlement, de nouveaux emplois seront créés dans l'industrie des carburants renouvelables. Selon une étude de RNCan[27], une usine d'éthanol dont la capacité de production annuelle peut atteindre jusqu'à 100 millions de litres nécessiterait 30 employés pour assurer son fonctionnement. Les usines qui ont une capacité annuelle de 200 millions de litres ou plus pourraient créer 40 emplois. Si on tient compte de ce nombre d'emplois et qu'on suppose que trois usines d'éthanol supplémentaires seront créées, le secteur de la production de carburants renouvelables serait responsable de la création d'environ 100 emplois directs au total.

Consommateurs

On prévoit que ce sont les consommateurs qui subiront la plus grande partie des coûts différentiels totaux découlant du projet de règlement. En plus des coûts directs associés à l'achat supplémentaire d'essence, le consommateur verrait probablement une augmentation du prix de l'essence à l'îlot. Cela découlerait des coûts différentiels encourus par le secteur du raffinage du pétrole, lesquels seraient refilés aux consommateurs. Si on suppose que tous ces coûts sont refilés aux consommateurs, le coût moyen régional au cours d'une période de 25 ans varierait de 0,07 ¢/L en Ontario pour atteindre un impact relativement plus important de 0,30 ¢/L au Québec et dans les provinces de l'Atlantique.

L'importance de toute augmentation du prix du carburant évaluée à partir de l'accroissement des coûts encourus par l'industrie est difficile à prédire. Dans la plupart des cas, sinon tous, il est probable que l'ampleur d'une augmentation du prix de l'essence passe inaperçue parmi les fluctuations de prix quotidiennes normales que connaît le marché de l'essence. Cependant, les changements du prix à court terme pourraient s'avérer beaucoup plus élevés, notamment dans le cas d'une pénurie temporaire d'approvisionnement en carburants renouvelables. Il est probable que des prix plus élevés et plus volatils pourraient être observés dans les premières années alors que s'établit la mise en place de l'infrastructure d'approvisionnement.

Capacité concurrentielle

L'économie canadienne est très intégrée avec l'économie des État-Unis. Comme les États-Unis ont instauré des exigences similaires en ce qui concerne la teneur en carburant renouvelable dans l'essence, on ne prévoit pas de répercussions internationales sur la capacité concurrentielle de l'industrie du raffinage.

Cependant, on entrevoit des répercussions sur la capacité concurrentielle nationale des producteurs de carburant dans les provinces de l'Atlantique. Les producteurs de carburant qui vendent leurs produits uniquement dans la région de l'Est pourraient faire face à une concurrence provenant des producteurs de carburant nationaux qui chercheront à répondre à leurs exigences corporatives en offrant des mélanges de carburant renouvelable dans les autres régions. Le marché national de faible envergure (correspondant à environ 6 % de la demande canadienne en essence) et le manque de sources de carburant renouvelable régional engendrent un désavantage concurrentiel supplémentaire pour les

[27] (S&T)[2] Consultants and Meyers Norris Penny LLP (2004), *Economic, Financial, Social Analysis and Public Policy for Fuel Ethanol — Phase I.*

renewable fuels would play a significant role. To remain competitive, they would have to be able to pass on their incremental costs to the final consumers. The Atlantic Provinces are subject to fuel price controls, which may impact the ability to pass the estimated incremental average regional cost of 0.30 ¢/L on to the consumer.

For the renewable fuel industry to be competitive in the domestic market, it will have to supply ethanol at a price that is similar to import prices. Given the current market conditions, federal and provincial incentives currently in place, and revenues from by-product, the Canadian renewable fuel industry is expected to be profitable.

Conclusions

Overall, while imposing costs on industry, consumers and government, the proposed Regulations would also result in benefits from reduced GHG emissions. These costs and benefits are summarized in the table below.

producteurs de carburant des provinces de l'Atlantique par rapport aux producteurs de carburant nationaux. On prévoit que les coûts seront une considération importante pour les producteurs de carburant régionaux et leur capacité à accéder à des sources de carburants renouvelables fiables et à faible coût jouera un rôle important. Afin de demeurer concurrentiels, ils devront être en mesure de refiler leurs coûts différentiels aux consommateurs finaux. Les provinces de l'Atlantique sont assujetties à des contrôles du prix de l'essence, ce qui pourrait avoir une influence sur leur capacité à refiler aux consommateurs les coûts régionaux moyens différentiels estimés à 0,30 ¢/L.

Afin que l'industrie du carburant renouvelable soit concurrentielle sur le marché national, elle devra fournir un approvisionnement en éthanol à un prix similaire à celui de l'éthanol importé. En raison de la conjoncture actuelle, des incitatifs provinciaux et fédéraux déjà en place et des revenus provenant des sous-produits, on prévoit que l'industrie du carburant renouvelable canadienne demeurera rentable.

Conclusions

En général, bien que le projet de règlement impose des coûts à l'industrie, aux consommateurs et au gouvernement, il aurait également l'avantage de réduire les émissions de GES. Le tableau ci-dessous présente un résumé des coûts et avantages.

Table 10: Incremental Cost-Benefit Statement (2010–2034)

(Constant 2007 $M)

Incremental Costs and Benefits	Base Year: 2010	2022	Final Year: 2034	Total 10 Year (PV)[1] 2010–2020	Total 25 Year (PV)[1] 2010–2034	Average Annual
A. Quantified Industry Costs						
Cost to Fuel Producers & Importers						
Capital Costs	14.8	0.0	0.0	107.6	107.6	4.3
Operation & Maintenance Costs	18.6	18.6	18.6	149.2	214.3	8.6
Costs to Purchase Renewable Fuels	13.7	25.1	43.5	29.8	252.0	10.1
Renewable Fuel Transportation Costs	26.3	31.5	38.0	54.9	345.4	13.8
Administrative Costs	0.9	0.9	0.9	1.8	10.1	0.4
Sub-Total	**74.3**	**76.1**	**101.0**	**343.3**	**929.4**	**37.2**
Cost to Upgrade Retail Outlets						
Capital Costs	0.9	0.0	0.0	1.9	6.8	0.3
Sub-Total	**0.9**	**0.0**	**0.0**	**1.9**	**6.8**	**0.3**
Cost to Renewable Fuel Producers						
Capital Costs	0.0	39.5	0.0	205.5	264.8	10.6
Sub-Total	**0.0**	**39.5**	**0.0**	**205.5**	**264.8**	**10.6**
Total Industry Costs	**75.2**	**115.6**	**101.0**	**550.7**	**1,201.0**	**48.0**
B. Quantified Consumer Costs						
Gasoline Purchases	102.1	208.9	262.4	1,163.6	2,033.4	81.3
Total Consumer Costs	**102.1**	**208.9**	**262.4**	**1,163.6**	**2,033.4**	**81.3**
C. Quantified Government Costs						
Enforcement	0.3	0.1	0.1	0.4	1.3	0.05
Compliance Promotion	0.3	0.0	0.0	0.4	0.4	0.02
Electronic Reporting System	0.5	0.0	0.0	0.5	0.6	0.02
Total Government Costs	**0.11**	**0.1**	**0.1**	**1.3**	**2.3**	**0.09**
Total Costs	**177.4**	**324.6**	**363.6**	**1,715.6**	**3,236.7**	**129.5**
D. Quantified Environmental Impacts						
Reduction in GHG Emissions (Mt CO_2e)	0.77	0.99	1.00	9.70	23.8	0.95
Benefits of GHG Emission Reductions at $25/tonne	20.5	33.5	42.8	244.7	560.8	22.4

Table 10 — *Continued*

Incremental Costs and Benefits	Base Year: 2010	2022	Final Year: 2034	Total 10 Year (PV)[1] 2010–2020	Total 25 Year (PV)[1] 2010–2034	Average Annual
E. Net Cost	(156.9)	(291.0)	(320.8)	(1,470.9)	(2,675.9)	(107.0)
F. Qualitative Impacts						
Fuel producers	• There could be additional costs related to new volume measurement counters if the current measurement methods are inadequate. This could impose costs over and above those identified above. • Fuel producers could experience an increase in revenue due to the increased demand for ethanol-blended gasoline as a result of the lower energy content of the blended fuel. This increase in revenue, amounting to 10% of the increase in consumer costs, could off-set some of the incremental cost to fuel producers to supply the blended fuel.					
Agriculture	• There could be some increase in income for the crop sector, estimated to be less than 0.7%. • Small changes in local prices of crops used as renewable fuel feedstock are expected as a result of increased demand for these crops; however no impacts are expected in the prices of other crops. • As negligible impacts are expected on crop prices, livestock feed prices are consequently not expected to show any significant change. These changes in price are expected to result in less than one percent decline in income from cattle and hog operations. • Minimal (close to zero) negative impacts on employment in the livestock industry are expected as a result of the slight increase in the price of livestock feed. • Changes in cropping activities are expected to take place within the existing crop land base, with little impact on crop intensification at the national level.					
Environment	• Due to minor regional expansion of corn production, a small increase in fertilizer use could be experienced. This is not expected to result in changes on water quality or GHG emissions from agricultural activities.					
Health	• The use of E10 would have negligible impacts on criteria air contaminants with an overall neutral effect on human health. Therefore, it is expected that a 5% renewable fuel content would also have a similar impact on human health.					
Employment	• Some increases in employment are expected due to increased transportation of renewable fuels, construction of renewable fuel plants, and upgrades to refineries, terminals and storage facilities.					

1: PV refers to Present Value

Tableau 10 : Énoncé des coûts-avantages différentiels (2010-2034)

(valeur constante de 2007 en M$)

Coûts et avantages différentiels	Année de base : 2010	2022	Année finale : 2034	Total 10 (VA)[1] 2010-2020	Total 25 (VA)[1] 2010-2034	Moyenne annuelle
A. Coûts quantifiés pour l'industrie						
Coûts pour les producteurs et importateurs de carburant						
Coûts en capital	14,8	0,0	0,0	107,6	107,6	4,3
Coûts d'opération et d'entretien	18,6	18,6	18,6	149,2	214,3	8,6
Coûts d'achat en carburants renouvelables	13,7	25,1	43,5	29,8	252,0	10,1
Coûts de transport des carburants renouvelables	26,3	31,5	38,0	54,9	345,4	13,8
Coûts administratifs	0,9	0,9	0,9	1,8	10,1	0,4
Sous-total	**74,3**	**76,1**	**101,0**	**343,3**	**929,4**	**37,2**
Coûts pour la mise à niveau des points de vente						
Coûts en capital	0,9	0,0	0,0	1,9	6,8	0,3
Sous-total	**0,9**	**0,0**	**0,0**	**1,9**	**6,8**	**0,3**
Coûts pour les producteurs de carburant renouvelable						
Coûts en capital	0,0	39,5	0,0	205,5	264,8	10,6
Sous-total	**0,0**	**39,5**	**0,0**	**205,5**	**264,8**	**10,6**
Coûts totaux pour l'industrie	**75,2**	**115,6**	**101,0**	**550,7**	**1 201,0**	**48,0**
B. Coûts quantifiés pour les consommateurs						
Achats d'essence	102,1	208,9	262,4	1 163,6	2 033,4	81,3
Coûts totaux pour les consommateurs	**102,1**	**208,9**	**262,4**	**1 163,6**	**2 033,4**	**81,3**
C. Coûts quantifiés pour le gouvernement						
Application	0,3	0,1	0,1	0,4	1,3	0,05
Promotion de la conformité	0,3	0,0	0,0	0,4	0,4	0,02
Système de déclaration électronique	0,5	0,0	0,0	0,5	0,6	0,02
Coûts totaux pour le gouvernement	**0,11**	**0,1**	**0,1**	**1,3**	**2,3**	**0,09**
Coûts totaux	**177,4**	**324,6**	**363,6**	**1 715,6**	**3 236,7**	**129,5**

Tableau 10 (*suite*)

Coûts et avantages différentiels	Année de base : 2010	2022	Année finale : 2034	Total 10 (VA)[1] 2010-2020	Total 25 (VA)[1] 2010-2034	Moyenne annuelle
D. Répercussions environnementales quantifiées						
Réduction des émissions de GES (Mt éq CO_2)	0,77	0,99	1,00	9,70	23,8	0,95
Bénéfices associés aux réductions de GES à 25 $/tonne	20,5	33,5	42,8	244,7	560,8	22,4
E. Coûts nets	(156,9)	(291,0)	(320,8)	(1 470,9)	(2 675,9)	(107,0)
F. Impacts qualitatifs						
Producteurs de carburants	• Il pourrait y avoir des coûts supplémentaires pour l'installation de nouveaux compteurs de volume si les méthodes de mesure ne sont pas adéquates. Ces coûts s'ajouteraient aux coûts indiqués ci-dessus. • Les producteurs de carburant pourraient expérimenter un accroissement du revenu attribuable à l'augmentation de la demande du mélange essence-éthanol en raison du contenu énergétique plus faible de ce carburant. Cet accroissement du revenu, évalué à 10 % de l'augmentation des coûts aux consommateurs, pourrait compenser certains des coûts différentiels encourus par les producteurs de carburant qui doivent fournir le carburant mélangé.					
Agriculture	• Il pourrait y avoir des augmentations du revenu du secteur des cultures, estimées à moins de 0,7 % supplémentaire. • Des changements mineurs dans les prix locaux des cultures utilisées comme matière première pour produire les carburants renouvelables sont prévus. Cependant, aucune répercussion n'est prévue en ce qui concerne les prix associés aux autres cultures. • Puisqu'il est prévu que les répercussions associées aux prix des cultures soient négligeables, les prix des aliments pour le bétail ne devraient pas connaître, en conséquence, de changement significatif. Il est prévu que ces changements se traduisent en une diminution de moins d'un pour cent du revenu généré par les opérations associées aux bovins et aux porcs. • Des répercussions négatives minimes (près de zéro) en ce qui concerne l'emploi dans l'industrie du bétail sont prévues conséquemment au léger accroissement du prix des produits alimentaires visant à le nourrir. • Les changements dans les activités de culture se feraient dans les limites des terres cultivables actuelles, avec peu de répercussions en termes d'intensification des cultures au niveau national.					
Environnement	• Étant donné l'expansion régionale mineure de la production de maïs, une faible augmentation de l'utilisation des fertilisants pourrait être observée. Il n'est pas prévu que les activités agricoles génèrent des changements en ce qui concerne la qualité de l'eau ou les émissions de GES.					
Santé	• L'utilisation de l'E10 aurait des répercussions négligeables sur les principaux contaminants atmosphériques, avec un effet global neutre sur la santé humaine. Par conséquent, il est prévu qu'un contenu de 5 % en carburant renouvelable puisse aussi avoir une répercussion similaire sur la santé humaine.					
Emploi	• Certaines augmentations dans le domaine de l'emploi sont à prévoir en raison de la hausse du transport des carburants renouvelables, de la construction d'usines de production de carburants renouvelables, des mises à niveaux des raffineries, des terminaux et des installations de stockage.					

1 : VA signifie « valeur actualisée »

The present value of total incremental costs is estimated to be $3.2 billion. The majority of these incremental costs, accounting for nearly 63% of the total incremental costs, would be borne by the consumers for purchasing additional ethanol blended gasoline to compensate for the loss in energy. The recurring costs (such as renewable fuel purchases, transportation, operation and maintenance) are a significant portion of the total incremental costs to industry, accounting for 88%. Average annual incremental costs are estimated to be $129.5 per tonne of GHG emission reductions.

The average annual reductions in GHG emissions are estimated to be approximately one MT CO_2e with an incremental benefit of $560.8 million using a value of $25 per tonne. The proposed Regulations are estimated to result in a net cost of approximately $2.7 billion. Given the high degree of uncertainty surrounding the appropriate price of carbon, the net impact could range from a net benefit of $34,500 (at $100 per tonne) to a net cost of $2.9 billion (at $10 per tonne).

Sensitivity analysis

A sensitivity analysis was carried out to determine the direction and magnitude of changes to the final results of incremental costs and potential GHG emission reductions associated with variations in key variables. This included varying the discount rate, renewable fuel prices and GHG emission factors. The results of the sensitivity analysis did not indicate any significant changes in total incremental costs of the proposed Regulation or in GHG

La valeur actualisée des coûts différentiels totaux est évaluée à 3,2 milliards de dollars. La majorité de ces coûts différentiels, évaluée à près de 63 % des coûts différentiels totaux, serait associée aux consommateurs pour l'achat de carburant supplémentaire afin de compenser pour la teneur énergétique plus faible du mélange essence-éthanol. Les coûts récurrents (tels que l'achat de carburants renouvelables, le transport, l'exploitation et l'entretien) représentent une portion importante de l'ensemble des coûts différentiels de l'industrie, soit 88 % des coûts. Les coûts différentiels annuels moyens sont évalués à 129,5 $ par tonne de réduction d'émissions de GES.

Les réductions annuelles moyennes d'émissions de GES sont estimées approximativement à une Mt éq CO_2 avec des bénéfices différentiels évalués à 560,8 millions de dollars en utilisant une valeur de 25 $ par tonne. On estime que le projet de règlement pourrait entraîner des coûts nets d'environ 2,7 milliards de dollars. Étant donné le niveau élevé d'incertitude concernant le prix du carbone approprié, la répercussion nette pourrait varier d'un bénéfice net de 34 500 $ (à 100 $ par tonne) à un coût net de 2,9 milliards de dollars (à 10 $ par tonne).

Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité a été entreprise pour déterminer l'orientation et l'ampleur des changements sur les résultats finaux des coûts différentiels et des réductions d'émissions possibles de GES liées aux variations des variables clés. Cela comprend la variation du taux d'escompte, le prix du carburant renouvelable et les facteurs d'émissions de GES. Les résultats de l'analyse de sensibilité n'ont pas révélé de changement important dans les

emission reductions. Changes in the incremental costs and GHG emission reductions were directly proportional to the changes in these variables.

Rationale

The Government of Canada is committed to reducing GHG emissions and to increase the use of renewable fuels through a number of regulatory and non-regulatory actions. In order to do so, the Government of Canada has adopted a comprehensive Renewable Fuels Strategy to reduce GHG emissions, encourage the use and production of renewable fuels and promote economic growth and sustainable development. A number of initiatives have been put in place to achieve the objectives of the Renewable Fuels Strategy.

One of the key elements of the Renewable Fuel Strategy was to require 5% renewable fuel in liquid petroleum fuels. In order to achieve this objective, a number of regulatory and non-regulatory options were considered. Given that voluntary and market-based instruments have had only limited success in increasing the use of renewable fuels and cannot guarantee that renewable fuels would be blended in Canada, they were considered unlikely to achieve the 5% renewable fuel content requirement. The use of regulations in combination with a trading system was considered to be an effective way of achieving this requirement. While reducing GHG emissions, this approach also provides flexibility to industry to meet the requirement and ensures production and use of renewable fuels in Canada.

As a consequence, a cost-benefit analysis was conducted for the selected regulatory instrument which indicated that it would result in a reduction of approximately 23.8 MT CO_2e of GHG emissions over a period of 25 years. The incremental cost of achieving these reductions is estimated to be $3.2 billion over the same period with associated benefits of $560.8 million or a net incremental cost of $107 per tonne of reduced GHG emissions. Although the bulk of these costs would be borne by consumers in provinces where renewable fuel requirements are currently not in place, the overall impacts are estimated to be less than one cent per litre of gasoline, which would likely to be lost in the day-to-day fluctuations in gasoline prices. Given the GHG emission reductions, the benefits in terms of employment and increased economic activity, domestic and international commitments of the Canadian government, and considering the GHG emission reductions achieved through other measures, the overall impact of the proposed Regulations would be positive.

In addition, consultations with various stakeholders also showed general support for the proposed approach. In response to the various comments and suggestions raised during these consultations, a number of flexibility mechanisms (such as carry forward and back of compliance units and certain exclusions) have been included in the proposed Regulations. These mechanisms have been designed to ensure compliance to the renewable fuel requirement by industry, while ensuring that reductions in GHG emissions are achieved.

Furthermore, Environment Canada also considered actions taken in other countries and undertook discussions with the U.S. EPA on its RFS. The general approach adopted under the proposed Regulations is based on the U.S. RFS with specific design requirements to take into consideration the Canadian context.

coûts différentiels totaux du projet de règlement, ni dans les réductions des émissions de GES. Les changements des coûts différentiels et des réductions des émissions de GES étaient directement proportionnels aux changements de ces variables.

Justification

Le gouvernement du Canada s'est engagé à réduire les émissions de GES et à augmenter l'utilisation des carburants renouvelables au moyen d'un certain nombre de mesures réglementaires et non réglementaires. Pour ce faire, le gouvernement du Canada a adopté une Stratégie sur les carburants renouvelables exhaustive afin de réduire les émissions de GES, d'encourager l'utilisation et la production de carburants renouvelables et de promouvoir la croissance économique ainsi que le développement durable. Un certain nombre d'initiatives ont été mises en place afin d'atteindre les objectifs de la Stratégie sur les carburants renouvelables.

L'un des aspects clés de la Stratégie sur les carburants renouvelables visait à exiger une teneur de 5 % en carburant renouvelable dans les carburants à base de pétrole liquide. Afin d'atteindre cet objectif, un certain nombre d'options réglementaires et non réglementaires ont été étudiées. Compte tenu du fait que les instruments volontaires et fondés sur le marché ont eu un succès limité pour accroître l'utilisation de carburants renouvelables et ne peuvent pas garantir le mélange des carburants renouvelables au Canada, on a jugé improbable leur capacité de répondre à l'exigence concernant la teneur de 5 % en carburant renouvelable. On a déterminé que l'application d'un règlement en combinaison avec un système d'échange serait un moyen efficace de satisfaire à cette exigence. Tout en réduisant les émissions de GES, cette approche offre également une certaine flexibilité à l'industrie pour satisfaire à cette exigence et assure la production et l'utilisation de carburants renouvelables au Canada.

Conséquemment, une analyse coûts-avantages a été menée pour les instruments réglementaires sélectionnés, laquelle a indiqué qu'il en résulterait une réduction de près de 23,8 Mt éq CO_2 des émissions de GES sur une période de 25 ans. Les coûts différentiels pour atteindre ces réductions sont estimés à 3,2 milliards de dollars pour la même période avec des bénéfices associés de 560,8 millions de dollars ou un coût différentiel net de 107 dollars par tonne d'émissions de GES réduites. Bien que les coûts les plus importants reviennent aux consommateurs dans les provinces où les exigences en carburant renouvelable ne sont pas encore en place, les répercussions globales sont évaluées à moins d'un cent par litre d'essence, ce qui se confondrait probablement dans les fluctuations quotidiennes du prix de l'essence. Compte tenu des réductions des émissions de GES, les avantages en termes du nombre d'emplois et d'activités économiques accrus, d'engagements nationaux et internationaux du gouvernement canadien et des réductions des émissions de GES atteintes à l'aide d'autres mesures, il est possible d'affirmer que les répercussions générales du projet de règlement s'avéreraient positives.

De plus, les consultations menées auprès de divers intervenants ont également montré un appui général de l'approche proposée. En réponse aux différents commentaires et aux différentes suggestions recueillis au cours de ces consultations, un certain nombre de mécanismes de flexibilité (comme le report prospectif et rétrospectif des unités de conformité et de certaines exclusions) ont été intégrés au projet de règlement. Ces mécanismes ont été conçus pour assurer la conformité à l'exigence relative aux carburants renouvelables de l'industrie, tout en veillant à l'atteinte des réductions d'émissions de GES.

De surcroît, Environnement Canada tient également compte des mesures prises par d'autres pays et a engagé des discussions avec l'EPA des États-Unis au sujet de leur RFS. L'approche générale adoptée en vertu du projet de règlement se fonde sur la RFS américaine avec des exigences de conception spécifiques considérées dans le contexte canadien.

As a consequence of the above, the proposed Regulations are considered to be the most effective way of fulfilling the Government of Canada's commitment outlined in the Renewable Fuels Strategy.

Consultation

The consultation process

Since 2006, Environment Canada organized a number of consultation and information sessions with various stakeholders on the proposed regulatory approach for requiring renewable fuel content based on gasoline, diesel and heating distillate oil volumes, including the following:

- In May 2006, the Government of Canada announced its intention to ensure that an average 5% content in Canadian motor fuels be made up of renewable fuels, such as ethanol and biodiesel, by the year 2010.
- Environment Canada, in collaboration with AAFC and NRCan, held a consultation session on September 14, 2006, with various stakeholder potentially affected by the Government of Canada's commitment to require a 5% average renewable content in Canadian transportation motor fuels by 2010, such as gasoline and diesel. The consultation offered the stakeholders the opportunity to raise any concern and make suggestions.
- Following the initial consultations, Environment Canada published, on December 30, 2006, the Notice of Intent (NOI) to develop a federal regulation requiring renewable fuels. The NOI sets out the proposed regulatory approach and key design elements.

  Twenty-seven written submissions were received on the NOI. Comments came from various organizations (representing agricultural trade, petroleum and renewable fuel producers, automobile manufacturers and the trucking industry), individual companies (petroleum and renewable fuel producers, and a storage tank manufacturer), and environmental organizations. One provincial department also commented.
- Environment Canada held cross-country bilateral consultations on the NOI in early 2007. A briefing on the NOI was provided to provincial and territorial governments via the Council of Energy Ministers Working Group. Environment Canada met with 50 parties in total, representing environmental non-governmental organizations, fuel producers, renewable fuel producers, industry associations, aboriginal organizations and other governments.

Through these consultations,[28] briefings and information sessions, Environment Canada assured the stakeholders that the concerns raised would be taken into consideration during the drafting of the proposed Regulations. Through these consultations, stakeholders gained an increased understanding of the elements of the NOI and Environment Canada officials were able to gain an in-depth understanding of the various positions and concerns of stakeholders.

In 2009, additional consultations were undertaken:

- In May, an information session[29] was organized by Environment Canada to communicate the key decisions taken by the

[28] The summary of the comments is available at www.ec.gc.ca/ceparegistry/documents/part/RF-CR_com/ov-ap.cfm.

[29] The information presented can be accessed at www.ec.gc.ca/cleanair-airpur/default.asp?lang=En&n=C95BCB29-1.

En conséquence de tous ces facteurs, le projet de règlement est jugé comme le moyen le plus efficace pour respecter l'engagement du gouvernement du Canada énoncé dans la Stratégie sur les carburants renouvelables.

Consultation

Le processus de consultation

Depuis 2006, Environnement Canada a organisé un certain nombre de séances de consultation et d'information, lesquelles sont présentées ci-après, auprès de diverses parties intéressées afin de discuter de l'approche réglementaire proposée visant à imposer une teneur en carburant renouvelable basée sur les volumes d'essence, de carburant diesel et de mazout de chauffage.

- En mai 2006, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il avait l'intention d'imposer une teneur moyenne de 5 % en carburant renouvelable, comme l'éthanol et le biodiesel, dans les carburants canadiens d'ici l'an 2010.
- Environnement Canada, en collaboration avec AAC et RNCan, a organisé une séance de consultation le 14 septembre 2006 avec diverses parties qui pourraient être touchées par l'engagement du gouvernement du Canada selon lequel une teneur moyenne de 5 % en carburant renouvelable dans les carburants de transport, tels que l'essence et le diesel, serait imposée d'ici 2010. Dans le cadre de cette consultation, on a donné l'occasion aux parties d'exprimer leurs préoccupations et de faire des suggestions.
- À la suite des consultations initiales, Environnement Canada a publié, le 30 décembre 2006, un avis d'intention (AI) pour l'élaboration d'un règlement fédéral qui imposerait une teneur en carburant renouvelable. L'AI décrit l'approche réglementaire proposée ainsi que les éléments clés de la conception.

  L'AI a suscité 27 soumissions écrites. Divers organismes (milieu du commerce agricole, producteurs de pétrole et de carburants renouvelables, fabricants d'automobiles et industrie du camionnage), des entreprises individuelles (producteurs de pétrole et de carburants renouvelables, et un fabricant de citernes de stockage) ainsi que des organismes environnementaux ont formulé des commentaires. Un ministère provincial a également fourni des commentaires.
- Au début 2007, Environnement Canada a mené des consultations bilatérales à l'échelle du pays au sujet de l'AI. On a également organisé, par l'entremise du Groupe de travail du Conseil des ministres de l'Énergie, une séance d'information sur l'AI destinée aux gouvernements provinciaux et territoriaux. En tout, Environnement Canada a rencontré 50 parties intéressées, dont des organisations environnementales non-gouvernementales, des producteurs de carburant, des producteurs de carburants renouvelables, des associations industrielles, des organismes autochtones et d'autres gouvernements.

Dans le cadre de ces consultations[28] et séances d'information, Environnement Canada a assuré les parties qu'on tiendrait compte des préoccupations soulevées lors de la rédaction du projet de règlement. Ces consultations ont permis aux parties intéressées de mieux comprendre les éléments de l'AI et les représentants d'Environnement Canada ont pu approfondir leur compréhension des diverses positions et préoccupations des parties.

En 2009, des consultations supplémentaires ont été entreprises :

- En mai, Environnement Canada a organisé une séance d'information[29] afin de communiquer les principales décisions

[28] Un résumé des commentaires est disponible au www.ec.gc.ca/registrelcpe/documents/part/RF-CR_com/ov-ap.cfm.

[29] Les renseignements présentés au cours de la séance d'information sont disponibles au www.ec.gc.ca/cleanair-airpur/default.asp?lang=Fr&n=C95BCB29-1.

Government of Canada on developing the proposed Regulations. At the information session, Environment Canada also outlined the next steps in the regulatory development process, which include drafting, consulting and publishing the proposed Regulations in the *Canada Gazette*.

- In the summer, in order to ensure the workability of a regulatory design, Environment Canada set up a technical advisory working group comprised of the key stakeholders from the most affected industries. The technical advisory working group reviewed the draft document for the proposed regulatory text, and provided advice on the definitions, workability and technical details.[30]
- At the same time, Environment Canada offered to consult with the Canadian Environmental Protection Act National Advisory Committee (CEPA NAC) on the proposed Regulations respecting renewable fuels. Four provinces, namely Saskatchewan, Ontario, Quebec and New Brunswick, provided comments on the proposed Regulations.

Stakeholders generally expressed support for national Regulations to require renewable fuels. However, there was a wide spectrum of views expressed concerning the various elements of the proposed Regulations and their design.

A summary of the comments and of the concerns expressed on specific issues during these various consultation and information sessions along with Environment Canada's response is provided below.

Regional implications

- Some regional stakeholders, particularly in Atlantic Canada, were concerned about the competitive disadvantage regional fuel producers could face in comparison to their national counterparts. In particular, stakeholders were opposed to the use of a compliance unit trading system, within the proposed Regulations, coupled with the use of a company-based limit. They indicated that both mechanisms could result in higher regional competitiveness impacts, particularly in the case of Quebec, Atlantic Canada and Newfoundland and Labrador, since all provinces west of Quebec have already implemented or plan to require the use of ethanol-blended gasoline in advance of the federal Regulations; therefore, they have the needed infrastructure in place. This competitive disadvantage would be further compounded by the short lead time for implementation of the proposed Regulations.

  While acknowledging the cost implications of the proposed approach for Atlantic Canada, Environment Canada clarified that the proposed Regulations would apply at the point at which gasoline is produced or imported. Tradable compliance units are included as the regulatory mechanism for demonstrating compliance. The compliance units would be generated upon the blending of renewable fuel into traditional petroleum-based fuel and then used by the refiner to demonstrate compliance. Fuel producers that are unable to blend renewable fuels economically can purchase compliance units to demonstrate compliance with the proposed requirements.

  A company-wide limit was selected over the use of a facility-based limit as ethanol is added downstream of the point at which it can be regulated. Therefore, a facility limit is not possible. In addition, the use of company-wide limits fits with

prises par le gouvernement du Canada relativement à l'élaboration du projet de règlement. Pendant la séance d'information, Environnement Canada a également précisé quelles seraient les prochaines étapes du processus d'élaboration du règlement, soit l'ébauche, les consultations et la publication du projet de règlement dans la *Gazette du Canada*.

- Pendant l'été, afin de s'assurer de la faisabilité de la conception réglementaire, Environnement Canada a mis sur pied un groupe de travail consultatif technique formé de parties intéressées clés provenant de la plupart des industries touchées. Le groupe de travail consultatif technique a examiné l'ébauche du texte réglementaire proposé et a fourni des conseils sur les définitions, la faisabilité et les détails techniques[30].
- En même temps, Environnement Canada a offert de consulter le Comité consultatif national de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (CCN LCPE) au sujet du projet de règlement relativement aux carburants renouvelables. Quatre provinces, soit la Saskatchewan, l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick ont fourni des commentaires sur le projet de règlement.

En général, les intervenants se sont montrés favorables à un règlement national qui imposerait une teneur en carburant renouvelable. Cependant, une panoplie de points de vue ont été exprimés en ce qui concerne les divers éléments du projet de règlement et sa conception.

Un résumé des commentaires et des préoccupations sur certains enjeux soulevés durant ces consultations et séances d'information ainsi que des réponses d'Environnement Canada suit.

Enjeux régionaux

- Certaines parties intéressées régionales, particulièrement dans le Canada atlantique, se sont dits préoccupées par le désavantage concurrentiel auquel pourraient se heurter les producteurs de carburant régionaux comparativement à leurs homologues nationaux. En particulier, les parties s'opposaient à l'utilisation d'un mécanisme d'échange des unités de conformité dans le projet de règlement de pair avec l'utilisation d'une limite établie par entreprise. Elles ont déclaré que ces deux mécanismes pourraient augmenter les répercussions sur la concurrence régionale, particulièrement dans le cas du Québec, du Canada atlantique et de Terre-Neuve-et-Labrador, puisque les provinces à l'ouest du Québec ont déjà mis en place ou prévoient une exigence de mélange essence-éthanol avant la mise en œuvre de la réglementation fédérale et disposent donc déjà de l'infrastructure nécessaire. Le délai serré pour la mise en œuvre du projet de règlement se rajouterait à ce désavantage concurrentiel.

  Bien que l'on reconnaisse les coûts associés à l'approche proposée pour le Canada atlantique, Environnement Canada a indiqué que le règlement proposé s'appliquerait à l'endroit où l'essence est produite ou importée. Les unités de conformité échangeables font partie du mécanisme réglementaire afin de démontrer la conformité. Les unités de conformité seraient générées au moment du mélange du carburant renouvelable dans l'essence conventionnelle à base de pétrole et les entreprises de raffinage les utiliseraient afin de démontrer qu'elles respectent les exigences. Les producteurs de carburant qui ne peuvent mélanger les carburants renouvelables de façon rentable peuvent acheter des unités de conformité afin de démontrer qu'elles se conforment aux exigences proposées.

[30] Technical issues raised and the means proposed to address them can be accessed from www.ec.gc.ca/ceparegistry/documents/participation/renewable_fuels/default.cfm.

[30] Les enjeux techniques soulevés et les moyens proposés pour les aborder sont disponibles au www.ec.gc.ca/registrelcpe/documents/participation/renewable_fuels/default.cfm.

the implementation of an effective system of tradable compliance units. A system of tradable compliance units on a facility basis would likely result in companies operating multiple facilities averaging these units at the corporate level, resulting in the same effect as a company-wide approach. In addition, this would further increase the regulatory complexity and administrative burden.

- Regional fuel producers in the Atlantic Provinces were also concerned about the short lead time for implementation of the proposed Regulations, claiming this would further affect their competitiveness.

  The publication of the NOI in December 2006 clearly indicated the Government of Canada's intent to put in place Regulations requiring renewable fuel content based on gasoline volumes by 2010, and based on diesel fuel and heating distillate oil volumes no later than 2012. Environment Canada is committed to respecting these implementation dates. However, the concerns of industry were taken into consideration during the drafting of the proposed Regulations, which includes various flexibility mechanisms such as an extended first compliance period of 16 months, provisions to carry forward and carry back excess compliance units, and allowing trading of compliance units up to three months after the end of a compliance period. In addition, gasoline used in Newfoundland and Labrador may be excluded from the regulatee's pool, given the region's particular situation in terms of geographical location, renewable fuel supply considerations and small market.
- Regional fuel producers in the Atlantic Provinces were concerned about the limited potential for producing renewable fuels in the region, which would mean that the renewable fuel requirement would need to be met through imports.

  Environment Canada has acknowledged these concerns and has included the aforementioned flexibility mechanisms in the proposed Regulations to alleviate some of the resulting impacts.

Fuel quality specifications

- The NOI indicates that fuel quality specifications for renewable fuels or the final blended product would not be included in the proposed Regulations. The motor vehicle industry argued that fuel quality specifications for renewable fuels should be included as part of the proposed Regulations. In their view, these specifications would ensure that the renewable fuel and the final blended product are of sufficient quality so that vehicle engine technology is not compromised.

  Environment Canada reiterated the position adopted in the NOI and clarified that renewable fuel quality standards would not be included in the proposed Regulations. The Canadian General Standards Board is the responsible authority for developing fuel quality standards (including standards for renewable fuel quality) through a consensus process with public and private sector.

On a choisi d'utiliser une limite à l'échelle de l'entreprise plutôt qu'une limite par installation puisque l'éthanol est ajouté en aval du point où il peut être réglementé. Pour ces raisons, une limite par installation n'est pas possible. De plus, l'utilisation de limites à l'échelle de l'entreprise permet la mise en œuvre d'un système efficace d'unités de conformité échangeables. Si le système d'unités de conformité échangeables se fonde sur les installations, les entreprises qui exploitent plusieurs installations feraient probablement la moyenne de ces unités à l'échelle de l'organisation, ce qui aurait le même effet qu'une approche à l'échelle de l'entreprise. De plus, cela augmenterait la complexité réglementaire ainsi que le fardeau administratif.

- Les producteurs de carburant régionaux situés dans les provinces de l'Atlantique ont également exprimé des préoccupations quant au délai serré pour la mise en œuvre du Règlement et ont déclaré que cela aurait des répercussions sur leur capacité concurrentielle.

  La publication de l'AI en décembre 2006 indiquait clairement que le gouvernement du Canada avait l'intention d'instaurer une réglementation imposant une teneur en carburant renouvelable basée sur les volumes d'essence d'ici 2010 et sur les volumes de carburant diesel et de mazout de chauffage d'ici 2012 au plus tard. Environnement Canada tient à respecter cette date de mise en œuvre. Cependant, on a tenu compte des préoccupations de l'industrie lors de l'ébauche du projet de règlement et on y a donc incorporé divers mécanismes d'aménagement tels qu'une première période de conformité prolongée d'une durée de 16 mois, des dispositions permettant de reporter en avant ou en arrière les unités de conformité excédentaires et la capacité d'échanger des unités de conformité jusqu'à trois mois après la fin d'une période de conformité. De plus, il est possible que l'utilisation de l'essence de la province de Terre-Neuve-et-Labrador soit exclue du stock d'essence réglementé en raison de la situation particulière de cette région sur le plan géographique, de considérations liées à l'approvisionnement en carburant renouvelable et du fait qu'il s'agit d'un petit marché.
- Les producteurs de carburant régionaux situés dans les provinces de l'Atlantique ont exprimé des préoccupations quant au faible potentiel de production de carburants renouvelables dans la région, ce qui nécessitera donc d'importer des carburants renouvelables afin de répondre à l'exigence.

  Environnement Canada a tenu compte de ces préoccupations et a incorporé les mécanismes d'aménagement susmentionnés dans le projet de règlement afin d'alléger certaines répercussions qui s'y rattachent.

Spécifications quant à la qualité des carburants

- Il est précisé dans l'avis que les normes de qualité applicables aux carburants renouvelables ou au produit mélangé final ne feraient pas partie du projet de règlement. L'industrie des véhicules automobiles a objecté que le projet de règlement doit comprendre des normes de qualité pour les carburants renouvelables. Selon cette industrie, ces spécifications permettraient de s'assurer que la qualité des carburants renouvelables et du produit mélangé final est suffisamment élevée pour ne pas compromettre la technologie des moteurs automobiles.

  Environnement Canada a réitéré la position adoptée dans l'AI et a indiqué que les normes sur la qualité des carburants renouvelables ne feraient pas partie du projet de règlement. L'Office des normes générales du Canada (ONGC) est l'organisme responsable d'élaborer des normes sur la qualité des carburants (y compris des normes sur la qualité des carburants renouvelables) au moyen d'un processus de consensus avec le secteur public et privé.

Labelling

- Representatives from the motor vehicle industry recommended establishing a cap for ethanol concentrations in gasoline and biodiesel content in diesel fuels. In addition, it was suggested that the quality of renewable fuel blendstocks and finished blends should also be regulated.

  Environment Canada recognizes the need to inform consumers on the use of higher level blends and explored how information on high renewable fuel levels could be provided to consumers under the proposed Regulations. After consideration, Environment Canada has included a provision in the proposed Regulations which stipulates that to create compliance units for higher level blends there must be evidence establishing the nature of the higher blend fuel, either through appropriate labelling on the fuel dispensing pump or documents provided directly to the consumer.

Differential weighting (or biases) for renewable fuels

- A number of stakeholders favoured an approach where renewable fuels with higher GHG lifecycle reduction potential are assigned a higher weighting towards meeting the renewable fuel content requirement. However, renewable fuel producers opposed the use of biases.

  Environment Canada, after giving due consideration to the issue and taking into account the complexities and controversies around GHG lifecycle analysis, has decided not to include differential weightings for renewable fuels. Differential weightings may be considered in the future once there is a better understanding of the GHG lifecycle analysis of various fuels.

CEPA National Advisory Committee (CEPA NAC) consultations

Environment Canada offered to consult with CEPA NAC members in June 2009. Bilateral meetings between Environment Canada officials and Quebec, Ontario, New Brunswick and Saskatchewan were held in early September 2009. Most provinces support the proposed Regulations, but a few concerns were raised.

- New Brunswick voiced the concerns that given the absence of local production, renewable fuel will have to be imported resulting in higher cost to consumers and would place local fuel producers at a competitive disadvantage with no commensurate regional benefits. Further more, this would increase security risk with the fuel supply system. Given these challenges, New Brunswick had a study conducted on the impacts of the proposed Regulations on the consumers and the fuel suppliers in their region. The study recommended that a two-year deferral of the proposed Regulations is needed for the Atlantic Provinces in order to allow for the development of a reliable supply of trading unit credits. This should be coupled with a phased approach of a minimum of one year for facilities who have insufficient offsite blending capability outside of Canada. In addition, as an alternative, a carry forward option was suggested. New Brunswick has indicated that they intend to provide an official position.

  Environment Canada has not included a two-year deferral or phased-in approach for the Atlantic Provinces. However, a number of key flexibilities to mitigate the impacts of the proposed requirements on the regional fuel producers have been included. These flexibilities include an extended initial compliance period from September 1, 2010, to December 31, 2011,

Étiquetage

- Les représentants de l'industrie des véhicules automobiles ont recommandé l'établissement d'une limite pour les concentrations d'éthanol dans l'essence et de biodiesel dans les carburants diesels. De plus, il a été suggéré que la qualité des stocks de mélanges de carburant renouvelable et des mélanges finis devrait être réglementée.

  Environnement Canada reconnaît la nécessité d'informer les consommateurs au sujet de l'utilisation des mélanges à teneur plus élevée et a exploré de quelle façon l'information concernant les niveaux élevés de carburant renouvelable pourrait être fournie aux consommateurs dans le cadre du projet de règlement. Après mûre réflexion, Environnement Canada a incorporé une disposition à cette fin dans le projet de règlement. Celle-ci stipule qu'afin de créer des unités de conformité pour des niveaux de mélanges plus élevés, l'évidence doit être démontrée en établissant la nature du carburant dont les teneurs du mélange sont plus importantes que ce soit en utilisant un étiquetage approprié à l'îlot de distribution de l'essence ou en fournissant des documents directement au consommateur.

Poids (ou biais) pour différents carburants renouvelables

- Un certain nombre de parties intéressées se sont déclarées en faveur d'une approche où les carburants renouvelables qui offrent une réduction potentielle de GES plus importante pendant leur cycle de vie pourraient avoir plus de poids pour démontrer le respect de l'exigence relative à la teneur en carburant renouvelable. Cependant, les producteurs de carburants renouvelables se sont opposés à l'utilisation des biais.

  Après mûre réflexion et après avoir tenu compte des complexités et des controverses qui entourent l'analyse du cycle de vie des GES, Environnement Canada a décidé de ne pas donner de poids différent à divers carburants renouvelables. Une telle disposition pourrait être intégrée plus tard, lorsque l'analyse du cycle de vie des GES de différents carburants sera mieux comprise.

Consultations avec le Comité consultatif national de la LCPE (CCN LCPE)

Environnement Canada a offert de consulter les membres du CCN de la LCPE en juin 2009. On a tenu des rencontres bilatérales entre des représentants d'Environnement Canada et ceux du Québec, de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de la Saskatchewan au début septembre 2009. La plupart des provinces appuient le projet de règlement, mais quelques préoccupations ont été soulevées :

- Le Nouveau-Brunswick a exprimé des préoccupations quant à l'absence de production locale de carburant renouvelable, ce qui nécessitera son importation, et engendrera donc des coûts supplémentaires pour les consommateurs ainsi qu'un désavantage concurrentiel pour les producteurs locaux de carburant sans pour autant générer d'avantages régionaux proportionnels. De plus, cela augmenterait les risques associés à la fiabilité des systèmes d'approvisionnement en carburant. En raison de ces défis, le Nouveau-Brunswick a réalisé une étude afin d'évaluer les répercussions du projet de règlement sur les consommateurs et sur les fournisseurs de carburant de la région. L'étude a recommandé que l'on reporte le projet de règlement de deux ans afin que les provinces de l'Atlantique procèdent au développement d'un approvisionnement fiable en crédits d'échange. Il faudrait également permettre une approche progressive sur une période minimale d'un an pour les installations dont les capacités de mélange à l'extérieur du Canada sont insuffisantes. On a également suggéré une option de report en avant en tant que solution de recharge. Le Nouveau-Brunswick a indiqué qu'il prévoit fournir une position officielle.

and the exclusion of gasoline for use in the Northwest Territories; Yukon; Nunavut; and Quebec, north of the 60th parallel; and in Newfoundland and Labrador. The proposed Regulations also include provisions for the carry forward and carry back of surplus compliance units.

- Quebec raised concerns with the 2010 implementation timeline of the proposed Regulations. They argued that the target of the proposed Regulations and timeline are counter to its goal of encouraging use of cellulosic ethanol by 2012 through non-regulatory means.

  Environment Canada has clarified that the proposed Regulations include flexibilities such as renewable fuel made from a variety of feedstocks (e.g. cellulose, municipal waste) which would be recognized as contributing towards meeting the 5% renewable fuel content requirement.

Implementation, enforcement and service standards

Implementation

For the purpose of implementing the regulatory requirements, Environment Canada would be undertaking a number of compliance promotion activities. These activities would be targeted toward raising awareness and encouraging the regulated community to achieve a high level of overall compliance as early as possible during the regulatory implementation process. This would include the following:

- Developing and distributing basic compliance promotion material (including explanatory notes) nationally to regulatees and stakeholders;
- Focusing on those regulatees who would be most impacted by the Regulations within the first few years;
- Upon request, distributing additional information, industry-specific information or focused information regionally in a tailored approach at a later time; and
- Training Environment Canada compliance promotion staff in a comprehensive manner to respond to regulatees' technical or regulatory questions.

As the regulated community becomes more familiar with the requirements of the proposed Regulations, these activities are expected to decline to a maintenance level. Compliance promotion activities would be revisited from time to time to ensure that the proposed Regulations be implemented in the most effective and efficient manner.

Enforcement

Since the Regulations would be made under CEPA 1999, enforcement officers will, when verifying compliance with the proposed Regulations, apply the Compliance and Enforcement Policy implemented under the Act. The Policy sets out the range of possible responses to violations, including warnings, directions,

Environnement Canada n'a pas intégré de report de deux ans ni d'approche progressive pour les provinces de l'Atlantique. Cependant, un certain nombre de mesures permettant d'assurer une certaine flexibilité ont été intégrées afin d'atténuer les répercussions des exigences proposées au niveau des producteurs de carburants régionaux. Ces mesures comprennent une période de conformité initiale prolongée qui s'étendra du 1er septembre 2010 au 31 décembre 2011 ainsi que l'exclusion de l'essence destinée à être utilisée dans les Territoires du Nord-Ouest, au Yukon, au Nunavut et dans la partie de la province du Québec situé au nord du soixantième degré de latitude nord ainsi qu'à Terre-Neuve-et-Labrador. Le projet de règlement comprend également des dispositions pour le report en avant et en arrière des unités de conformité excédentaires.

- Le Québec a exprimé des préoccupations au sujet du calendrier de mise en œuvre de 2010 pour le projet de règlement. Le Québec déclare que la cible du projet de règlement et que le calendrier vont à l'encontre de ses propres objectifs visant à encourager l'utilisation de l'éthanol cellulosique d'ici 2012 au moyen de mesures non réglementaires.

  Environnement Canada a indiqué que le projet de règlement comprend des mesures permettant d'assurer une certaine flexibilité, comme la reconnaissance de carburants renouvelables produits à partir de diverses matières premières biologiques (par exemple la cellulose, des déchets municipaux) pour répondre à l'exigence relative à la teneur de 5 % en carburant renouvelable.

Mise en œuvre, application et normes de service

Mise en œuvre

Afin de mettre en œuvre les exigences réglementaires, Environnement Canada entreprendrait un certain nombre d'activités de promotion de la conformité. Ces activités, lesquelles sont présentées ci-après, viseraient à augmenter la sensibilisation et à encourager la communauté réglementée à atteindre un niveau élevé de conformité dans l'ensemble, et ce, aussi rapidement que possible au cours du processus de mise en œuvre réglementaire.

- Élaborer des documents de base pour promouvoir la conformité (y compris des notes explicatives) et les distribuer aux parties réglementées et aux parties intéressées à l'échelle nationale;
- Mettre l'accent sur les parties réglementées qui seraient les plus touchées par le Règlement lors des premières années;
- Sur demande, distribuer des renseignements supplémentaires, des renseignements spécifiques à l'industrie ou des renseignements ciblés à l'échelle régionale dans le cadre d'une approche ajustée ultérieurement;
- Assurer une formation complète pour le personnel d'Environnement Canada responsable de promouvoir la conformité afin qu'il soit en mesure de répondre aux questions techniques ou réglementaires des parties réglementées.

Au fur et à mesure que la communauté réglementée se familiarisera avec les exigences du projet de règlement, ces activités diminueraient pour atteindre un niveau de maintien. On pourrait réviser les activités de promotion de la conformité de temps à autre afin d'assurer une mise en œuvre efficace et efficiente du Règlement.

Application

Étant donné que le Règlement sera pris en vertu de la LCPE (1999), les agents de l'autorité appliqueront, lorsqu'ils vérifieront la conformité avec le Règlement, la politique d'observation et d'application mise en œuvre en vertu de la LCPE (1999). Celle-ci décrit toute une gamme de mesures à prendre en cas d'infractions

environmental protection compliance orders, ticketing, ministerial orders, injunctions, prosecution, and environmental protection alternative measures (which are an alternative to a court trial after the laying of charges for a CEPA 1999 violation). In addition, the Policy explains when Environment Canada will resort to civil suits by the Crown for cost recovery.

When, following an inspection or an investigation, an enforcement officer discovers an alleged violation, the officer will choose the appropriate enforcement action based on the following factors:

- Nature of the alleged violation: This includes consideration of the damage, the intent of the alleged violator, whether it is a repeat violation, and whether an attempt has been made to conceal information or otherwise subvert the objectives and requirements of the Act.
- Effectiveness in achieving the desired result with the alleged violator: The desired result is compliance within the shortest possible time and no repetition of the violation. Factors to be considered include the violator's history of compliance with the Act, willingness to cooperate with enforcement officers, and evidence of corrective action already taken.
- Consistency: Enforcement officers will consider how similar situations have been handled in determining the measures to be taken to enforce the Act.

Environment Canada will monitor renewable fuel content in gasoline and compliance with the proposed Regulations.

Service standards

There are no service standards associated with the proposed Regulations.

Performance measurement and evaluation

Measuring the performance of regulatory activities to ensure they continually meet their initial objectives is an important responsibility for the regulating department. With respect to the proposed Regulations, the evaluation and reporting of performance will take place via several regular assessment activities that will vary in scope of analysis and that will be carried out in conjunction with other partners, as required. This section outlines the various assessments and reporting requirements that apply.

A detailed performance measurement and evaluation plan (PMEP) is currently being developed for the proposed Regulations. The PMEP will be available, upon request, from Environment Canada after the publication of the Regulations in the *Canada Gazette*, Part II. The various evaluations pertaining to the proposed Regulations are highlighted below.

The objective of the proposed Regulations is to reduce GHG emissions by mandating an average of 5% renewable fuel content in most of the produced or imported gasoline, thereby contributing to the protection of Canadians and the environment from the impacts of climate change. The proposed Regulations also support the Renewable Fuels Strategy's objective to expand Canadian production of renewable fuels by ensuring demand for renewable fuels in the marketplace. It is estimated that the proposed Regulations would result in an incremental GHG reduction of approximately 1 MT CO_2e per year.

présumées : avertissements, ordres en cas de rejet, ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement, contraventions, ordres ministériels, injonctions, poursuites pénales et mesures de rechange en matière de protection de l'environnement [lesquelles peuvent remplacer une poursuite pénale, une fois que des accusations ont été portées pour une infraction présumée à la LCPE (1999)]. De plus, la politique explique quand Environnement Canada aura recours à des poursuites civiles intentées par la Couronne pour recouvrer ses frais.

Lorsqu'un agent de l'autorité arrivera à la conclusion qu'il y a eu infraction présumée à la suite d'une inspection ou d'une enquête, il se basera sur les critères suivants pour décider de la mesure à prendre :

- La nature de l'infraction présumée : Il convient notamment de déterminer la gravité des dommages, s'il y a eu action délibérée de la part du contrevenant, s'il s'agit d'une récidive et s'il y a eu tentative de dissimuler de l'information ou de contourner, d'une façon ou d'une autre, les objectifs ou exigences de la Loi.
- L'efficacité du moyen employé pour obliger le contrevenant à obtempérer : Le but visé est de faire respecter la Loi dans les meilleurs délais tout en empêchant les récidives. On tiendra compte, notamment, du dossier du contrevenant présumé pour l'observation de la Loi, de sa volonté de coopérer avec les agents de l'autorité et de la preuve que des correctifs ont été apportés.
- La cohérence dans l'application : Les agents de l'autorité tiendront compte de ce qui a été fait dans des cas semblables pour décider de la mesure à prendre pour appliquer la Loi.

Environnement Canada surveillera la teneur en carburant renouvelable dans l'essence ainsi que la conformité au projet de règlement.

Normes de service

Il n'y a pas de normes de service associées au projet de règlement.

Mesures de rendement et évaluation

La mesure de rendement des activités de réglementation pour garantir le respect constant des objectifs de départ est une responsabilité importante qui incombe au ministère chargé d'appliquer les règlements. En ce qui a trait au projet de règlement, l'évaluation et l'obligation de rendre compte du rendement auront lieu dans le cadre de diverses activités d'évaluation régulières, dont l'analyse aura une portée différente, qui se tiendront en conjonction avec d'autres partenaires, au besoin. La présente section donne un aperçu des diverses exigences visées concernant les évaluations et l'obligation de rendre compte.

Un plan de mesure et d'évaluation du rendement (PMÉR) détaillé est présentement mis au point pour le projet de règlement. Le PMÉR sera disponible, sur demande, auprès d'Environnement Canada après la publication du Règlement dans la Partie II de la *Gazette du Canada*. Diverses évaluations concernant le projet de règlement sont mises en lumière ci-dessous.

L'objectif du projet de règlement est de réduire les émissions de GES en exigeant une teneur moyenne de 5 % en carburant renouvelable dans la plupart de l'essence produite ou importée, de façon à contribuer à la protection des Canadiens et de l'environnement des répercussions des changements climatiques. Le projet de règlement appuie également l'objectif de la Stratégie sur les carburants renouvelables d'accroître la production canadienne de carburants renouvelables en assurant une demande de carburants renouvelables sur le marché. On estime que le projet de règlement permettrait une réduction différentielle des émissions de GES de 1 Mt éq CO_2 par année.

The proposed Regulations seek to influence primary suppliers and other entities such as blenders or sellers of fuel that elect to participate in the trading mechanism. With the requirement to add at least 5% renewable fuel content to the volume of gasoline that is produced or imported on an annual basis, the proposed Regulations intend to achieve two intermediate outcomes:

- Increase the volume of renewable content in Canadian fuels; and
- Achieve an incremental reduction of greenhouse gases from the displacement of fossil fuels.

Performance of the proposed Regulations will be measured through a set of key indicators that reflect the activities that would be undertaken by the government and regulated parties. These indicators would be evaluated to assess whether the immediate as well as long-term results have been achieved.

The results will be measured on an annual basis using data submitted to Environment Canada by the regulated community and the GHGenius model to estimate GHG emission reductions.

A set of immediate outcomes will also serve to track the performance of the proposed Regulations. For example, Environment Canada will measure

- the awareness by the regulated community of the regulatory requirements;
- the timely and accurate reporting of data; and
- the compliance with the renewable fuel volume and compliance unit tracking requirements.

The key indicators to monitor the performance of the proposed Regulations on these immediate outcomes would include

- the number of information sessions to explain the proposed Regulations;
- the number of attendees at the information sessions;
- the percentage of known regulatees that are aware of the proposed Regulations;
- the percentage of known regulatees that are reporting compliance units on time and accurately;
- the volume (in litres) of renewable fuels used to create compliance units;
- the rate of compliance with the volume requirement of a sample of inspected regulatees;
- the estimated lifecycle GHG emission reductions; and
- the proportion of primary suppliers that acquired compliance units from other participants in the trading system.

The sources of data for the measurement of these indicators are the electronic reporting system (and submissions in paper format), which will capture the information directly submitted by companies as part of their annual reporting requirements; the compliance promotion activity reports (attendance reports, reply cards, etc.) and the enforcement activity reports, in particular the compliance rates provided through the National Enforcement and Emergency Management Information System (NEMESIS).

The outcomes identified above would be achieved via a series of activities related to the development and implementation of the proposed Regulations. These include developing and implementing the proposed Regulations; incorporating the proposed Regulations into Environment Canada's existing fuels compliance strategy; developing a compliance and promotion plan;

Le projet de règlement tente d'influencer les fournisseurs principaux et autres entités telles que les mélangeurs ou les vendeurs de carburant qui choisissent de participer au mécanisme d'échange. Avec l'exigence d'ajouter au moins 5 % de carburant renouvelable au volume d'essence qui est produit ou importé chaque année, le projet de règlement cherche à donner les deux résultats intermédiaires suivants :

- augmenter la teneur en volume de carburants renouvelables au Canada;
- parvenir à une réduction supplémentaire des gaz à effet de serre provenant du remplacement de combustibles fossiles.

Le rendement du projet de règlement se mesurera à l'aide d'une série d'indicateurs clés qui témoignent des activités entreprises par le gouvernement et les parties réglementées. On évaluerait ces indicateurs en vue de l'atteinte des résultats immédiats et à long terme.

Les résultats seront mesurés chaque année à l'aide de données soumises par la communauté réglementée à Environnement Canada et du modèle GHGenius pour évaluer les réductions des émissions de GES.

Un ensemble de résultats immédiats permettra aussi de suivre le rendement du projet de règlement. Par exemple, Environnement Canada mesurera :

- la sensibilisation de la communauté réglementée envers les exigences réglementaires;
- l'établissement de rapports de données opportuns et exacts;
- la conformité avec le volume de carburant renouvelable et avec les exigences de suivi des unités de conformité.

Les indicateurs clés qui permettront de suivre le rendement du projet de règlement concernant ces résultats immédiats consisteraient en ce qui suit :

- le nombre de séances d'information pour expliquer le projet de règlement;
- le nombre de participants aux séances d'information;
- le pourcentage des personnes réglementées connues qui sont au courant du projet de règlement;
- le pourcentage des personnes réglementées connues qui déclarent des unités de conformité à temps et avec exactitude;
- le volume (en litres) de carburants renouvelables utilisé pour créer les unités de conformité;
- le taux de conformité avec l'exigence du volume d'un échantillon de personnes réglementées qui ont fait l'objet d'une inspection;
- la réduction des émissions de GES sur la base du cycle de vie;
- la proportion de fournisseurs principaux qui ont acquis des unités de conformité auprès d'autres participants dans le système d'échange.

Les sources de données en vue de la mesure de ces indicateurs sont les suivantes : le système de déclaration électronique (et les soumissions en format papier), qui saisira l'information soumise directement par les entreprises dans le cadre des exigences de déclaration annuelle; les rapports d'activité de promotion de la conformité (les rapports de présence, les cartes-réponses, etc.) et les rapports d'activité de conformité, en particulier les taux de conformité fournis par le Système national de renseignement et d'information de gestion pour l'application de la loi (NEMESIS).

Les résultats susmentionnés seraient atteints au moyen d'une série d'activités en lien avec l'élaboration et la mise en œuvre du projet de règlement telles que : l'élaboration et la mise en œuvre du projet de règlement; l'intégration du projet de règlement à la stratégie de conformité des carburants actuelle d'Environnement Canada; la création d'un plan de conformité et de promotion;

identifying the proposed Regulations under Environment Canada's National Enforcement Plan; incorporating the proposed requirements into the existing Fuels Regulatory Enforcement Plan; developing and operating an electronic reporting tool for regulatees; and preparing an annual report on the performance of the proposed Regulations.

The performance of the proposed Regulations will be reported through the publication of an annual report on the proposed Regulations. In addition, information pertaining to the proposed Regulations and their implementation will be included in the annual report for CEPA 1999, Environment Canada's Report on Plans and Priorities (RPP) as well as through Departmental Performance Reports (DPRs). Reporting will also be required under the *Kyoto Protocol Implementation Act* (KPIA).

In addition to measuring and reporting performance as described above, several formal evaluations of the proposed Regulations and supporting activities will be conducted through different initiatives. These include the evaluation plan of Environment Canada's components of the regulation of renewable fuel content in gasoline, diesel and heating distillate oil, which may also encompass data from external sources or published materials to support a broader scope of enquiry. The plan for this evaluation will be completed in the 2009–2010 fiscal year, with the evaluation anticipated for 2012–2013.

Other indirect impacts of the proposed Regulations, such as those on the agricultural community, renewable fuels producers and other areas, will be monitored, as appropriate, through the evaluation of other programs supporting the Renewable Fuels Strategy led by AAFC. Specifically, NRCan will evaluate its ecoENERGY for biofuels program and AAFC will conduct an evaluation of its ecoABC initiative in 2010–11 and will coordinate an analysis of the Renewable Fuels Strategy in 2010–11.

Finally, periodic assessments of the proposed Regulations will be conducted as a result of Bill C-33 requirements. This Act requires that a comprehensive review be conducted, one year after its coming into force and every two years thereafter, of the environmental and economic aspects of renewable fuel production in Canada. The Act came into force on September 28, 2009; hence, the first such review could occur as early as September 28, 2010.

Contacts

Helen Ryan
Executive Director
Oil, Gas and Alternative Energy Division
Environment Canada
351 Saint-Joseph Boulevard, 9th Floor
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Telephone: 819-997-1221
Fax: 819-953-8903
Email: Helen.Ryan@ec.gc.ca

Markes Cormier
Senior Economist
Regulatory Analysis and Instrument Choice Division
Environment Canada
10 Wellington Street, 24th Floor
Gatineau, Quebec
K1A 0H3
Telephone: 819-953-5236
Fax: 819-997-2769
Email: Markes.Cormier@ec.gc.ca

l'identification du projet de règlement dans le cadre du Plan national d'application de la loi d'Environnement Canada; l'intégration des exigences proposées dans le plan d'exécution de la réglementation sur les carburants actuel; la conception et l'utilisation d'un outil électronique de déclaration pour les personnes réglementées et la rédaction d'un rapport annuel sur le rendement du projet de règlement.

Le rendement du projet de règlement sera publié dans un rapport annuel. De plus, les renseignements concernant le projet de règlement et sa mise en œuvre seront intégrés au rapport annuel de la LCPE (1999), au rapport sur les plans et les priorités (RPP) d'Environnement Canada et aux Rapports ministériels sur le rendement (RMR). La production d'un rapport sera également nécessaire en vertu de la *Loi de mise en œuvre du Protocole de Kyoto*.

En plus de mesurer et de rendre compte du rendement comme décrit ci-dessus, plusieurs évaluations officielles du projet de règlement et des activités de soutien auront lieu dans le cadre de diverses initiatives. Celles-ci comprennent le plan d'évaluation des composantes d'Environnement Canada du règlement sur le contenu de carburant renouvelable dans l'essence, le carburant diesel et le mazout de chauffage, qui peut regrouper aussi des données tirées de sources externes ou des documents publiés à l'appui d'une plus vaste enquête. Le plan de cette évaluation s'achèvera pendant l'exercice 2009-2010, et l'évaluation est prévue pour 2012-2013.

D'autres incidences indirectes du projet de règlement, comme celles sur le secteur agricole, les producteurs de carburants renouvelables et d'autres secteurs feront l'objet d'un contrôle, si approprié, dans le cadre de l'évaluation d'autres programmes à l'appui de la Stratégie sur les carburants renouvelables menée par AAC. Plus précisément, RNCan évaluera son programme écoENERGIE pour les biocarburants, et AAC procédera à une évaluation de son IIEB en 2010-2011 et coordonnera une analyse de la Stratégie sur les carburants renouvelables en 2010-2011.

Enfin, des évaluations périodiques du projet de règlement seront effectuées en raison de l'exigence stipulée dans le projet de loi C-33. Cette Loi exige que l'on effectue un examen exhaustif des aspects environnementaux et économiques liés à la production de carburants renouvelables au Canada, et ce, un an après son entrée en vigueur et à tous les deux ans par la suite. Puisque la Loi est entrée en vigueur le 28 septembre 2009, on procéderait à un tel examen le 28 septembre 2010.

Personnes-ressources

Helen Ryan
Directrice exécutive
Division du pétrole, du gaz et de l'énergie de remplacement
Environnement Canada
351, boulevard Saint-Joseph, 9e étage
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Téléphone : 819-997-1221
Télécopieur : 819-953-8903
Courriel : Helen.Ryan@ec.gc.ca

Markes Cormier
Économiste principal
Analyse réglementaire et choix d'instruments
Environnement Canada
10, rue Wellington, 24e étage
Gatineau (Québec)
K1A 0H3
Téléphone : 819-953-5236
Télécopieur : 819-997-2769
Courriel : Markes.Cormier@ec.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is hereby given, pursuant to subsection 332(1)[a] of the *Canadian Environmental Protection Act, 1999*[b], that the Governor in Council, pursuant to sections 140[c] and 326 of that Act, proposes to make the annexed *Renewable Fuels Regulations*.

Any person may, within 60 days after the date of publication of this notice, file with the Minister of the Environment comments with respect to the proposed Regulations or a notice of objection requesting that a board of review be established under section 333 of that Act and stating the reasons for the objection. All comments and notices must cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent by mail to Chief, Fuels Section, Oil, Gas and Alternative Energy Division, Energy and Transportation Directorate, Department of the Environment, Gatineau, Quebec K1A 0H3, by fax to 819-953-8903 or by e-mail to ogaed@ec.gc.ca.

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

Ottawa, April 7, 2010

JURICA ČAPKUN
Assistant Clerk of the Privy Council

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 332(1)[a] de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*[b], que la gouverneure en conseil, en vertu des articles 140[c] et 326 de cette loi, se propose de prendre le *Règlement sur les carburants renouvelables*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter au ministre de l'Environnement, dans les soixante jours suivant la date de publication du présent avis, leurs observations au sujet du projet de règlement ou un avis d'opposition motivé demandant la constitution de la commission de révision prévue à l'article 333 de cette loi. Ils sont priés d'y citer la *Gazette du Canada* Partie I, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout par la poste au chef, Section des carburants, Division du pétrole, du gaz et de l'énergie de remplacement, Direction de l'énergie et du transport, ministère de l'Environnement, Gatineau (Québec) K1A 0H3, par télécopieur au 819-953-8903, ou par courriel à ogaed@ec.gc.ca.

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

Ottawa, le 7 avril 2010

Le greffier adjoint du Conseil privé
JURICA ČAPKUN

RENEWABLE FUELS REGULATIONS

INTERPRETATION

Definitions

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

"auditor" « *vérificateur* »

"auditor", in respect of a participant or a producer or importer of renewable fuel, means a person who

(*a*) is independent of the participant, producer or importer, as the case may be; and

(*b*) is certified, for the purposes of carrying out International Organization for Standardization quality assurance (ISO 9000 series) assessments, by

(i) the Standards Council of Canada,

(ii) the International Register of Certificated Auditors, or

(iii) any other nationally or internationally recognized accreditation organization.

"authorized official" « *agent autorisé* »

"authorized official" means

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

(*b*) in respect of any other person, that person or a person authorized to act on behalf of that person; and

(*c*) in respect of any other entity, a person authorized to act on its behalf.

"batch" « *lot* »

"batch" means an identifiable quantity of liquid fuel, with a single set of physical and chemical characteristics.

[a] S.C. 2004, c. 15, s. 31
[b] S.C. 1999, c. 33
[c] S.C. 2008, c. 31, s. 2

RÈGLEMENT SUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES

DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION

Définitions

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

« agent autorisé » "*authorized official*"

« agent autorisé » Selon le cas :

a) s'il s'agit d'une personne morale, celui de ses dirigeants autorisé à agir en son nom;

b) s'il s'agit de toute autre personne, celle-ci ou la personne autorisée à agir en son nom;

c) s'il s'agit de toute autre entité, la personne autorisée à agir en son nom.

« appareil à combustion » "*combustion device*"

« appareil à combustion » Appareil dans lequel du carburant liquide est brûlé pour produire de la chaleur ou de l'énergie utiles, y compris un moteur, une chaudière, un générateur d'air chaud et un brûleur.

« biobrut » "*biocrude*"

« biobrut » Matière première liquide issue de matières premières de carburant renouvelable et qui, dans une installation de production au Canada, sert de matière première avec des matières premières issues du pétrole pour produire de l'essence, du carburant diesel, du mazout de chauffage ou tout autre carburant à base de pétrole liquide.

« biobrut issu de triglycérides » "*triglyceride-derived biocrude*"

« biobrut issu de triglycérides » Biobrut qui est un glycéride dans lequel le glycérol est estérifié par trois acides gras.

[a] L.C. 2004, ch. 15, art. 31
[b] L.C. 1999, ch. 33
[c] L.C. 2008, ch. 31, art. 2

"biocrude" *« biobrut »*

"biocrude" means a liquid feedstock that is derived from renewable fuel feedstock and that is used as a feedstock, with petroleum-derived feedstocks, in a production facility in Canada in the production of gasoline, diesel fuel, heating distillate oil or other liquid petroleum fuels.

"biodiesel" *« biodiesel »*

"biodiesel" means a liquid fuel that is

(*a*) a mono-alkyl ester;

(*b*) suitable for use in a diesel engine; and

(*c*) produced from one or more renewable fuel feedstocks.

It includes fuel with alcohol content of less than 10% of the mass of the fuel and fuel that contains substances, including additives, that are not produced from renewable fuel feedstock that combined account for less than 1.5% of the volume of the fuel.

"blending facility" *« installation de mélange »*

"blending facility" means

(*a*) a non-mobile facility in Canada where liquid petroleum fuel is blended with renewable fuel; and

(*b*) a fleet of mobile facilities in which that blending occurs in Canada, including a fleet of any combination of cargo tankers, railway cars, boats, marine vessels or any other type of mobile facility.

"combustion device" *« appareil à combustion »*

"combustion device" means a device in which liquid fuel is combusted to produce useful heat or energy and includes an engine, boiler, furnace and burner.

"competition vehicle" *« véhicule de compétition »*

"competition vehicle" means a vehicle, boat or marine vessel that is used exclusively for competition.

"compliance period" *« période de conformité »*

"compliance period" means a gasoline compliance period or a distillate compliance period, as the context requires.

"denaturant" *« dénaturant »*

"denaturant" means a mixture of hydrocarbons that

(*a*) has an end boiling point of less than 225°C;

(*b*) is added to ethanol to make it unsuitable for use as a beverage; and

(*c*) comprises in volume not less than 0.96% and not more than 4.76% of the volume of the ethanol when combined with the mixture of hydrocarbons.

"diesel fuel" *« carburant diesel »*

"diesel fuel" means a liquid petroleum fuel that

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

(*b*) is subject to evaporation at atmospheric pressure, boils within the range of 130°C to 400°C and is suitable for use in a diesel engine.

"distillate compliance period" *« période de conformité visant le distillat »*

"distillate compliance period" means

(*a*) the period that begins on the day on which subsections 5(2) and 8(2) come into force and that ends on December 31 of the following calendar year; and

(*b*) after that December 31, each calendar year.

"finished gasoline" *« essence finie »*

"finished gasoline" means gasoline that

(*a*) is sold or represented as a fuel suitable for use in a spark-ignition engine; or

« biodiesel » Carburant liquide qui, à la fois :

a) est un mono ester alkylique;

b) convient au fonctionnement d'un moteur diesel;

c) est produit à partir d'une ou de plusieurs matières premières de carburant renouvelable.

Sont compris dans la présente définition le carburant contenant des alcools dans une proportion inférieure à 10 % de la masse du carburant ainsi que des substances — dont les additifs — qui ne sont pas produites à partir de matière première de carburant renouvelable et qui, lorsqu'elles sont combinées, représentent moins de 1,5 % du volume de carburant.

« biodiesel » *"biodiesel"*

« carburant à base de pétrole liquide » Carburant liquide à base d'hydrocarbure qui ne constitue pas du carburant renouvelable, même lorsqu'il en contient.

« carburant à base de pétrole liquide » *"liquid petroleum fuel"*

« carburant à haute teneur en carburant renouvelable » Carburant à base de pétrole liquide dont le contenu en carburant renouvelable dépasse 25 % du volume mais n'excède pas :

a) 86 % de ce volume, s'il s'agit d'essence;

b) 80 % de ce volume, dans les autres cas.

« carburant à haute teneur en carburant renouvelable » *"high-renewable-content fuel"*

« carburant diesel » Carburant à base de pétrole liquide qui, selon le cas :

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

b) peut s'évaporer à la pression atmosphérique, dont le point d'ébullition se situe dans l'intervalle de 130 °C à 400 °C et convient au fonctionnement d'un moteur diesel.

« carburant diesel » *"diesel fuel"*

« carburant renouvelable » Carburant liquide, autre que la liqueur de cuisson résiduaire, qui, selon le cas :

a) est produit à partir d'une ou de plusieurs matières premières de carburant renouvelable mais peut contenir, à la fois :

(i) un dénaturant, dans le cas de l'éthanol,

(ii) des substances — dont des additifs — qui ne sont pas produites à partir de matières premières de carburant renouvelable et qui, lorsqu'elles sont combinées, représentent moins de 1,5 % du volume de carburant;

b) est du biodiesel.

« carburant renouvelable » *"renewable fuel"*

« carburant renouvelable pur » Biodiesel ou un autre carburant renouvelable, ce dernier étant, à la fois :

a) produit à une installation qui utilise uniquement de la matière première de carburant renouvelable pour la production de carburant;

b) convient au fonctionnement d'un appareil à combustion;

c) est indifférenciable, de par ses propriétés chimiques, de l'essence, du carburant diesel, du mazout de chauffage ou de tout autre carburant à base de pétrole liquide convenant au fonctionnement d'un appareil à combustion.

« carburant renouvelable pur » *"neat renewable fuel"*

(*b*) has an antiknock index of at least 86, as determined by the applicable test method listed in the National Standard of Canada standard *CAN/CGSB-3.5-04, Unleaded Automotive Gasoline*.

"gasoline" « *essence* »

"gasoline" means a liquid petroleum fuel that is

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

(*b*) suitable for use in a spark-ignition engine and has the following characteristics, as determined by the applicable test method listed in the National Standard of Canada standard *CAN/CGSB-3.5-04, Unleaded Automotive Gasoline*:

(i) a vapour pressure of at least 38 kPa,

(ii) an antiknock index of at least 80,

(iii) a distillation temperature, at which 10% of the fuel has evaporated, of not less than 35°C and not greater than 70°C, and

(iv) a distillation temperature, at which 50% of the fuel has evaporated, of not less than 65°C and not greater than 120°C.

"gasoline compliance period" « *période de conformité visant l'essence* »

"gasoline compliance period" means

(*a*) the period that begins on September 1, 2010 and that ends on December 31, 2011; and

(*b*) after 2011, each calendar year.

"heating distillate oil" « *mazout de chauffage* »

"heating distillate oil" means a liquid petroleum fuel that is

(*a*) sold or represented as fuel suitable for use in a domestic-type oil burner; or

(*b*) suitable for use in a domestic-type oil burner.

"high-renewable-content fuel" « *carburant à haute teneur en carburant renouvelable* »

"high-renewable-content fuel" means a liquid petroleum fuel whose renewable fuel content is greater than 25% of the volume of the fuel and less than or equal to

(*a*) 86% of the volume of the fuel, if the fuel is gasoline; and

(*b*) 80% of the volume of the fuel, in any other case.

"liquid petroleum fuel" « *carburant à base de pétrole liquide* »

"liquid petroleum fuel" means a liquid hydrocarbon-based fuel, even if the fuel has renewable fuel content, but does not include renewable fuel.

"military combat equipment" « *équipement militaire de combat* »

"military combat equipment" means a vehicle, boat, marine vessel, aircraft, engine or heater that is designed for use in combat or combat support during military activities, including reconnaissance missions, rescue missions and training missions.

"neat renewable fuel" « *carburant renouvelable pur* »

"neat renewable fuel" means biodiesel or another renewable fuel if that other renewable fuel is

(*a*) produced at a facility that uses only renewable fuel feedstock for the production of fuel;

(*b*) suitable for use in a combustion device; and

« consommateur de carburant renouvelable pur » "*neat renewable fuel consumer*"

« consommateur de carburant renouvelable pur » Relativement au carburant renouvelable pur dont le lot :

a) provient d'une installation de détail ou de distribution par carte-accès pour alimenter un réservoir d'appareil à combustion, le propriétaire de l'installation;

b) provient d'une installation, autre que celle visée à l'alinéa *a*), qui est exploitée par le propriétaire d'un parc de véhicules pour en alimenter les réservoirs, ce propriétaire;

c) dans tout autre cas, une personne qui l'utilise pour alimenter un appareil à combustion.

« dénaturant » "*denaturant*"

« dénaturant » Mélange d'hydrocarbures qui, à la fois :

a) a un point d'ébullition final inférieur à 225 °C;

b) est ajouté à l'éthanol pour le rendre impropre à la consommation;

c) représente au moins 0,96 % mais au plus 4,76 % du volume d'éthanol auquel il est combiné.

« échange » "*trade*"

« échange » Est assimilé à l'échange, la vente.

« équipement militaire de combat » "*military combat equipment*"

« équipement militaire de combat » Véhicule, bateau, navire, aéronef, moteur ou appareil de chauffage destiné à être utilisé dans le cadre d'opérations militaires de combat ou en appui à celles-ci, y compris pour les missions de reconnaissance, de sauvetage ou d'entraînement.

« essence » "*gasoline*"

« essence » Carburant à base de pétrole liquide qui, selon le cas :

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

b) convient au fonctionnement d'un moteur à allumage par bougies et présente les caractéristiques suivantes, selon la méthode d'essai applicable indiquée dans la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.5-04 intitulée *Essence automobile sans plomb* :

(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 carburant s'est évaporé, d'au moins 35 °C et d'au plus 70 °C,

(iv) une température de distillation, à laquelle 50 % du carburant s'est évaporé, d'au moins 65 °C et d'au plus 120 °C.

« essence finie » "*finished gasoline*"

« essence finie » Qualifie l'essence qui, selon le cas :

a) est vendue ou présentée comme du carburant convenant au fonctionnement d'un moteur à allumage par bougies;

b) présente un indice antidétonant d'au moins 86, selon la méthode d'essai applicable indiquée dans la norme nationale du Canada CAN/CGSB-3.5-04, intitulée *Essence automobile sans plomb*.

(*c*) chemically indistinguishable from gasoline, diesel fuel, heating distillate oil, or any other liquid petroleum fuel that is suitable for use in a combustion device.

"neat renewable fuel consumer" « *consommateur de carburant renouvelable pur* »

"neat renewable fuel consumer", in relation to a batch of neat renewable fuel, means

(*a*) if the batch is dispensed from a retail or card-lock facility into a fuel tank that supplies a combustion device, the owner of the facility;

(*b*) if the batch is dispensed from a facility, other than a facility referred to in paragraph (*a*), that is operated by the owner of a fleet of vehicles into the fuel tanks of the fleet vehicles, the owner of the fleet of vehicles; and

(*c*) in any other case, the person who uses the batch as fuel in a combustion device.

"oxygenate" « *produit oxygéné* »

"oxygenate" means an oxygen-containing, ashless, organic compound that, when added to a liquid petroleum fuel, increases the oxygen content in the fuel.

"participant" « *participant* »

"participant" means a person referred to in section 10.

"pre-distillate compliance period" « *période précédant la période de conformité visant le distillat* »

"pre-distillate compliance period" means the period that begins on September 1, 2010 and that ends on the day that is the earlier of the day before the day on which the first distillate compliance period begins and March 31, 2012.

"primary supplier" « *fournisseur principal* »

"primary supplier" means

(*a*) in respect of gasoline, diesel fuel or heating distillate oil that is produced at a production facility, a person who owns, leases, operates, controls, supervises or manages the production facility; and

(*b*) in respect of gasoline, diesel fuel or heating distillate oil that is imported, the importer.

"production facility" « *installation de production* »

"production facility" means a petroleum refinery, or another facility, in Canada at which gasoline, diesel fuel or heating distillate oil is produced, but does not include a blending facility unless the blending facility is part of or adjacent to a petroleum refinery.

"renewable fuel" « *carburant renouvelable* »

"renewable fuel" means a liquid fuel, other than spent pulping liquor, that is

(*a*) produced from one or more renewable fuel feedstocks but may contain

(i) denaturant, if the fuel is ethanol, and

(ii) substances, including additives, that are not produced from renewable fuel feedstock that combined account for less than 1.5% of the volume of the fuel, or

(*b*) biodiesel.

"renewable fuel feedstock" « *matière première de carburant renouvelable* »

"renewable fuel feedstock" means

(*a*) wheat grain;

(*b*) soy grain;

(*c*) grains other than those mentioned in paragraphs (*a*) and (*b*);

(*d*) cellulosic material that is derived from ligno-cellulosic or hemi-cellulosic matter that is available on a renewable or recurring basis;

« essence non finie » Essence autre qu'une essence finie. « essence non finie » "*unfinished gasoline*"

« fournisseur principal » : « fournisseur principal » "*primary supplier*"

a) s'agissant d'essence, de carburant diesel ou de mazout de chauffage produit dans une installation de production, le propriétaire de l'installation ou la personne qui la loue, l'exploite, la contrôle, la dirige ou la gère;

b) s'agissant d'essence, de carburant diesel ou de mazout de chauffage importé, l'importateur.

« installation de mélange » Selon le cas : « installation de mélange » "*blending facility*"

a) installation fixe au Canada où du carburant à base de pétrole liquide est mélangé à du carburant renouvelable;

b) parc d'installations mobiles dans lesquelles du carburant à base de pétrole liquide est mélangé, au Canada, à du carburant renouvelable, ce parc pouvant être composé de camions-citernes, wagons-citernes, bateaux, navires et tout autre type d'installations mobiles ou d'une combinaison de ceux-ci.

« installation de production » Raffinerie de pétrole ou autre installation, au Canada, où se fait la production d'essence, de carburant diesel ou de mazout de chauffage. Sont exclues de la présente définition les installations de mélange, sauf si elles font partie d'une telle raffinerie ou y sont adjacentes. « installation de production » "*production facility*"

« liqueur de cuisson résiduaire » Sous-produit du procédé chimique par lequel le bois est transformé en pâte et qui est composé de résidus du bois et d'agents de cuisson. « liqueur de cuisson résiduaire » "*spent pulping liquor*"

« lot » Quantité identifiable de carburant liquide présentant un ensemble unique de propriétés physiques et chimiques. « lot » "*batch*"

« matière première de carburant renouvelable » : « matière première de carburant renouvelable » "*renewable fuel feedstock*"

a) grains de blé;

b) graines de soya;

c) grains qui ne figurent pas aux alinéas *a*) et *b*);

d) matières cellulosiques issues de matières lignocellulosiques ou hémicellulosiques qui sont disponibles de manière renouvelable ou récurrente;

e) fécules;

f) oléagineux;

g) canne à sucre, betterave à sucre ou composants du sucre;

h) pommes de terre;

i) tabac;

j) huiles végétales;

k) algues;

l) légumes ou autres matières végétales qui ne figurent pas aux alinéas *a*) à *k*), y compris la biomasse;

m) matières animales ou à base de poisson, y compris les matières grasses, les graisses et les huiles;

n) déchets solides d'animaux;

o) déchets solides municipaux.

(*e*) starch;

(*f*) oilseeds;

(*g*) sugar cane, sugar beets or sugar components;

(*h*) potatoes;

(*i*) tobacco;

(*j*) vegetable oils;

(*k*) algae;

(*l*) vegetable materials or other plant materials, other than those mentioned in paragraphs (*a*) to (*k*), including biomass;

(*m*) animal or fish material, including fats, greases and oils;

(*n*) animal solid waste; and

(*o*) municipal solid waste.

"scientific research" « *recherche scientifique* »

"scientific research" does not include research into the preferences of consumers for differing properties of fuels or marketing research.

"spent pulping liquor" « *liqueur de cuisson résiduaire* »

"spent pulping liquor" means a by-product of the chemical process of turning wood into pulp that consists of wood residue and pulping agents.

"trade" « *échange* »

"trade" means exchange or sell.

"trading period" « *période d'échange* »

"trading period", in respect of a compliance period, means the period that begins on the first day of the compliance period and ends on March 31 of the calendar year following the end of the compliance period.

"triglyceride-derived biocrude" « *biobrut issu de triglycérides* »

"triglyceride-derived biocrude" means a biocrude that is a glyceride in which the glycerol is esterified with three fatty acids.

"unfinished gasoline" « *essence non finie* »

"unfinished gasoline" means gasoline other than finished gasoline.

« mazout de chauffage » Carburant à base de pétrole liquide qui, selon le cas : « mazout de chauffage » "*heating distillate oil*"

a) est vendu ou présenté comme du carburant convenant au fonctionnement d'un brûleur de mazout domestique;

b) convient au fonctionnement de ce brûleur.

« participant » Personne visée à l'article 10. « participant » "*participant*"

« période d'échange » Relativement à toute période de conformité, la période débutant le premier jour de celle-ci et se terminant le 31 mars de l'année civile suivant sa fin. « période d'échange » "*trading period*"

« période de conformité » Période de conformité visant l'essence ou la période de conformité visant le distillat, selon le contexte. « période de conformité » "*compliance period*"

« période de conformité visant le distillat » : « période de conformité visant le distillat » "*distillate compliance period*"

a) la période débutant à la date d'entrée en vigueur des paragraphes 5(2) et 8(2) et se terminant le 31 décembre de l'année suivante;

b) par la suite, chaque année civile.

« période de conformité visant l'essence » : « période de conformité visant l'essence » "*gasoline compliance period*"

a) la période débutant le 1er septembre 2010 et se terminant le 31 décembre 2011;

b) par la suite, chaque année civile.

« période précédant la période de conformité visant le distillat » La période débutant le 1er septembre 2010 et se terminant le jour précédant celui où commence la première période de conformité visant le distillat, ou le 31 mars 2012, si cette date lui est antérieure. « période précédant la période de conformité visant le distillat » "*pre-distillate compliance period*"

« produit oxygéné » Tout composé organique oxygéné sans cendre qui, ajouté à un carburant à base de pétrole liquide, en augmente la teneur en oxygène. « produit oxygéné » "*oxygenate*"

« recherche scientifique » Ne constituent pas de la recherche scientifique les recherches portant sur les préférences des consommateurs à l'égard de diverses propriétés des carburants ni les études de marché. « recherche scientifique » "*scientific research*"

« véhicule de compétition » Véhicule, bateau ou navire utilisé exclusivement pour la compétition. « véhicule de compétition » "*competition vehicle*"

« vérificateur » Relativement au participant, ou au producteur ou importateur du carburant renouvelable, la personne qui, à la fois : « vérificateur » "*auditor*"

a) est indépendante du participant, du producteur ou de l'importateur;

b) est accréditée par l'un des organismes ci-après pour effectuer des évaluations d'assurance de la qualité prescrites par l'Organisation internationale de normalisation (série ISO 9000) :

(i) le Conseil canadien des normes,

(ii) l'International Register of Certificated Auditors,

(iii) tout autre organisme d'accréditation reconnu à l'échelle nationale ou internationale.

Incorporation by reference

(2) A standard or method that is incorporated by reference in these Regulations is incorporated as amended from time to time.

(2) Dans le présent règlement, tout renvoi à une norme ou à une méthode se rapporte à sa version éventuellement modifiée. Incorporation par renvoi

GENERAL

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

APPLICATION

APPLICATION

Non-application threshold — primary suppliers

2. (1) Sections 5 to 25, paragraphs 29(*b*), (*f*) and (*g*) and sections 30 to 33 and 35 do not apply, in respect of a gasoline compliance period or of a distillate compliance period, as the case may be, to a primary supplier who

(*a*) during every period of 12 consecutive months in the gasoline compliance period, produces or imports, or produces and imports combined, less than 400 m^3 of gasoline; and

(*b*) during every period of 12 consecutive months in the distillate compliance period, produces or imports, or produces and imports combined, less than 400 m^3 of diesel fuel and heating distillate oil.

2. (1) Les articles 5 à 25, les alinéas 29*b*), *f*) et *g*) et les articles 30 à 33 et 35 ne s'appliquent pas, au cours d'une période de conformité visant l'essence ou d'une période de conformité visant le distillat, selon le cas, au fournisseur principal qui, à la fois : Seuil de non-application — fournisseur principal

a) produit, importe ou ces deux activités combinées, un volume d'essence inférieur à 400 m^3 pendant toute période de douze mois consécutifs comprise dans la période de conformité visant l'essence;

b) produit, importe ou ces deux activités combinées, un volume de carburant diesel et de mazout de chauffage inférieur à 400 m^3 pendant toute période de douze mois consécutifs comprise dans la période de conformité visant le distillat.

Non-application threshold — renewable fuel

(2) Section 34 does not apply, in respect of a compliance period, to a person who, during every period of 12 consecutive months in the compliance period, produces or imports, or produces and imports combined, less than 400 m^3 of renewable fuel.

(2) L'article 34 ne s'applique pas, au cours d'une période de conformité, à une personne qui produit, importe ou ces deux activités combinées, un volume de carburant renouvelable inférieur à 400 m^3 pendant toute période de douze mois consécutifs comprise dans cette période de conformité. Seuil de non-application — carburant renouvelable

Non-application — certain fuels

(3) Sections 5 to 25, paragraphs 29(*b*), (*f*) and (*g*) and sections 30 to 33 and 35 do not apply, in respect of a compliance period, to a primary supplier who during the compliance period produces, imports, or produces and imports combined, only gasoline, diesel fuel and heating distillate oil that is described in any of paragraphs 6(4)(*a*) to (*i*), or any combination of them.

(3) Les articles 5 à 25, les alinéas 29*b*), *f*) et *g*) et les articles 30 à 33 et 35 ne s'appliquent pas, au cours d'une période de conformité, au fournisseur principal qui produit, importe ou ces deux activités combinées, uniquement de l'essence, du carburant diesel ou du mazout de chauffage ou une combinaison de ceux-ci qui sont décrits aux alinéas 6(4)*a*) à *i*). Non-application — certains carburants

Non-application — section 28

(4) Section 28 does not apply, in respect of a compliance period, to a person for whom both subsections (1) and (2), or both subsections (2) and (3), apply in respect of the compliance period.

(4) L'article 28 ne s'applique pas, au cours d'une période de conformité, à une personne à qui les paragraphes (1) et (2) ou (2) et (3) s'appliquent durant cette période. Non-application — article 28

Opting in notice

3. (1) Despite section 2, these Regulations apply to a primary supplier, or a producer or importer of renewable fuel, who sends a written notice to the Minister requesting that the Regulations are to apply to them. The Regulations so apply as of a day that they specify in the notice, which day must be at least one day after the day on which they sent the notice.

3. (1) Malgré l'article 2, le présent règlement s'applique au fournisseur principal — ou au producteur ou à l'importateur de carburant renouvelable — qui transmet au ministre un avis écrit indiquant qu'il veut y être assujetti. Le présent règlement devient applicable à partir de la date indiquée dans son avis, laquelle doit être au plus tôt celle du jour suivant celui où l'avis est transmis. Avis d'application volontaire

Information

(2) The notice must contain the information set out in Schedule 1 or 6, as the case may be.

(2) L'avis comporte les renseignements énumérés à l'annexe 1 ou 6, selon le cas. Renseignements

Rescinding opt-in notice

(3) The primary supplier, or the producer or importer, as the case may be, may rescind the effect of the opt-in notice by fulfilling the requirements described in paragraphs 11(3)(*a*) to (*c*).

(3) Le fournisseur principal — ou le producteur ou l'importateur de carburant renouvelable — peut annuler son avis d'application volontaire en se conformant aux exigences décrites aux alinéas 11(3)*a*) à *c*). Annulation de l'avis

MEASUREMENT OF VOLUMES

MESURE DES VOLUMES

Requirements

4. (1) Subject to subsection (2), any volume that a person is required to record under these Regulations must be determined

(*a*) by one or more measurement devices that comply with the *Weights and Measures Act* and the regulations made under that Act; or

4. (1) Sous réserve du paragraphe (2), tout volume qu'une personne est tenue de consigner sous le régime du présent règlement est déterminé, selon le cas : Exigences

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*) in accordance with a measurement standard or method that is appropriate for that determination and is cited in the American Petroleum Institute's *Manual of Petroleum Measurement Standards*.

b) conformément à une norme ou à une méthode convenant à cette détermination et mentionnées dans le *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'American Petroleum Institute.

Non-application of subsection (1)

(2) If there is no measurement device, standard or method referred to in subsection (1) that would allow the person to determine the volume in accordance with that subsection, the person must record the volume as accurately determined by another person who is independent of them. They must record the following information obtained from the other person:

(*a*) the name and civic address of the other person;

(*b*) the volume, expressed in litres, as determined by the other person and the type of fuel or biocrude that the volume comprises;

(*c*) the date on which and the location where the determination was made;

(*d*) the measurement device, standard or method used to determine the volume; and

(*e*) the type of renewable fuel in the volume, if any, and the volume of that renewable fuel, expressed in litres.

Non-application du paragraphe (1)

(2) Si aucun instrument, norme ou méthode visés au paragraphe (1) ne lui permet de déterminer le volume conformément à ce paragraphe, la personne consigne le volume déterminé avec précision par une personne indépendante et les renseignements ci-après qu'elle obtiendra de celle-ci :

a) son nom et son adresse municipale;

b) le volume, exprimé en litres, qu'elle a déterminé et le type de carburant ou de biobrut que contient le volume;

c) la date et le lieu de la détermination;

d) les instrument, norme ou méthode utilisés pour déterminer le volume;

e) le cas échéant, le type de carburant renouvelable que contient le volume et son volume, exprimé en litres.

Volumetric correction

(3) A volume referred to in subsection (1) must be corrected to a temperature of 15°C and, in the case of a volume of biocrude, by subtracting the volume of water contained in the biocrude, if any. However, a person who imports a batch of fuel may correct the volume of the batch to 60°F, if the person records that they made the correction.

Correction volumétrique

(3) Le volume visé au paragraphe (1) est corrigé en fonction d'une température de 15 °C et, dans le cas d'un volume de biobrut, il est corrigé par soustraction du volume d'eau qu'il contient, le cas échéant. Toutefois, la personne qui importe un lot de carburant peut en corriger le volume en fonction d'une température de 60 °F auquel cas, elle consigne la correction.

Volume determination — series of rail cars

(4) If a batch of fuel is dispatched from a primary supplier's production facility to another facility owned by the primary supplier in a series of railway cars in which the fuel flows between those railway cars, the volume of the batch is to be determined under this section on receipt of the batch at that other facility.

Volume déterminé — wagons

(4) S'il s'agit d'un lot de carburant expédié par rail dans des wagons entre lesquels le carburant circule, à partir d'une installation de production du fournisseur principal vers une autre installation lui appartenant, le volume est déterminé, conformément au présent article, à l'arrivée du lot à l'installation réceptrice.

Rounding

(5) A volume of fuel determined under these Regulations is to be rounded to the nearest whole litre, but if the volume is equidistant from two whole litres, to the greater of them.

Arrondissement

(5) Tous les volumes déterminés en application du présent règlement sont arrondis au litre près et, en cas d'équidistance, au litre supérieur.

PART 1

REQUIREMENTS PERTAINING TO GASOLINE, DIESEL FUEL AND HEATING DISTILLATE OIL

Prescribed Quantities of Renewable Fuel

Gasoline pool

5. (1) For the purpose of section 139 of the Act, the quantity of renewable fuel, expressed as a volume in litres, calculated in accordance with subsection 8(1), must be at least 5% of the volume, expressed in litres, of a primary supplier's gasoline pool for each gasoline compliance period.

PARTIE 1

EXIGENCES RELATIVES À L'ESSENCE, AU CARBURANT DIESEL ET AU MAZOUT DE CHAUFFAGE

Quantités prescrites de carburant renouvelable

Stocks d'essence

5. (1) Pour l'application de l'article 139 de la Loi, la quantité de carburant renouvelable, décrite comme un volume exprimé en litres et calculée conformément au paragraphe 8(1), ne peut être inférieure à 5 % du volume, exprimé en litres, des stocks d'essence d'un fournisseur principal au cours de chaque période de conformité visant l'essence.

Distillate pool

(2) For the purpose of section 139 of the Act, the quantity of renewable fuel, expressed as a volume in litres, calculated in accordance with subsection 8(2), must be at least 2% of the volume, expressed in litres, of a primary supplier's distillate pool for each distillate compliance period.

Stocks de distillat

(2) Pour l'application de l'article 139 de la Loi, la quantité de carburant renouvelable, décrite comme un volume exprimé en litres et calculée conformément au paragraphe 8(2), ne peut être inférieure à 2 % du volume, exprimé en litres, des stocks de distillat d'un fournisseur principal au cours de chaque période de conformité visant le distillat.

GASOLINE POOL AND DISTILLATE POOL

STOCKS D'ESSENCE ET DE DISTILLAT

Gasoline pool

6. (1) A primary supplier's gasoline pool for a gasoline compliance period is the total volume of the batches of gasoline that they produce at each of their production facilities and that they import during the gasoline compliance period.

Stocks d'essence

6. (1) Les stocks d'essence du fournisseur principal sont constitués du volume total des lots d'essence qu'il produit à chacune de ses installations de production et qu'il importe au cours d'une période de conformité visant l'essence.

Distillate pool

(2) A primary supplier's distillate pool for a distillate compliance period is the total volume of the batches of diesel fuel and of heating distillate oil that they produce at each of their production facilities and that they import during the distillate compliance period.

Stocks de distillat

(2) Les stocks de distillat du fournisseur principal sont constitués du volume total des lots de carburant diesel et de mazout de chauffage qu'il produit à chacune de ses installations de production et qu'il importe au cours d'une période de conformité visant le distillat.

Batches produced from other batches

(3) Despite subsections (1) and (2), if a primary supplier produces a batch of fuel at any of their production facilities from other batches of fuel in their gasoline pool or distillate pool, as the case may be, only that portion of the volume of the batch that exceeds the volume of the other batches is counted for the determination of the total volume in their pool. The primary supplier must, under section 29, record this excess portion as if that excess portion were the batch mentioned under that section.

Lots produits d'autres lots

(3) Malgré les paragraphes (1) et (2), si un fournisseur principal produit un lot de carburant à l'une de ses installations de production à partir d'autres lots de carburant compris dans ses stocks d'essence ou de distillat, selon le cas, seule la partie du volume du lot qui excède le volume de ces autres lots est prise en compte dans la détermination du volume total des ses stocks qui a produit ce lot. Cette partie excédentaire du lot doit être consignée par le fournisseur principal comme s'il s'agissait du lot aux termes de l'article 29.

Excluded volumes

(4) Despite subsections (1) and (2) a primary supplier may subtract from their gasoline pool or distillate pool, as the case may be, the volume of a batch, or of a portion of the batch, of fuel in their pool if they make, before the end of the trading period in respect of the compliance period, a record that establishes that the volume was one of the following:

(*a*) gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, sold for or delivered for use in aircraft;

(*b*) gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, sold for or delivered for use in competition vehicles;

(*c*) gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, sold for or delivered for use in scientific research;

(*d*) gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, sold for or delivered for use as feedstock in the production of chemicals, other than fuels, in a chemical manufacturing facility;

(*e*) diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, sold for or delivered for use in military combat equipment;

(*f*) gasoline sold for or delivered for use in Newfoundland and Labrador, the Northwest Territories, Yukon, Nunavut and that part of Quebec that is north of latitude 60°N;

(*g*) diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, sold for or delivered for use in the Northwest Territories, Yukon, Nunavut and that part of Quebec that is north of latitude 60°N;

Volumes exclus

(4) Malgré les paragraphes (1) et (2), le fournisseur principal peut soustraire de ses stocks d'essence ou de distillat, le volume d'un lot de carburant ou d'une partie de celui-ci compris dans ses stocks si, avant la fin de la période d'échange relative à la période de conformité, il consigne des renseignements établissant que le volume est l'un des suivants :

a) essence, carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré pour alimenter les aéronefs;

b) essence, carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré pour alimenter les véhicules de compétition;

c) essence, carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré aux fins de recherche scientifique;

d) essence, carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré comme matière première dans la production de produits chimiques, autre que des carburants, dans une installation de production de produits chimiques;

e) carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré pour alimenter de l'équipement militaire de combat;

f) essence vendue ou livrée pour usage à Terre-Neuve-et-Labrador, aux Territoires du Nord-Ouest, au Yukon, au Nunavut et dans la partie de la province de Québec située au nord du soixantième degré de latitude nord;

g) carburant diesel ou mazout de chauffage vendu ou livré pour usage aux Territoires du Nord-Ouest, au Yukon, au Nunavut et dans la partie de la province de Québec située au nord du soixantième degré de latitude nord;

(*h*) gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, for export; and

(*i*) gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, as the case may be, in transit through Canada, from a place outside Canada to another place outside Canada.

h) essence, carburant diesel ou mazout de chauffage pour exportation;

i) essence, carburant diesel ou mazout de chauffage en transit au Canada, en provenance et à destination d'un lieu hors du Canada.

Exclusion of renewable fuel

(5) Despite subsections (1) and (2), a primary supplier may subtract from their gasoline pool or distillate pool, as the case may be, a volume of renewable fuel that is in a batch of fuel, or of an excess portion of a batch of fuel referred to in subsection (3), in the pool if they have a record that establishes that that volume is renewable fuel.

Exclusion — carburant renouvelable

(5) Malgré les paragraphes (1) et (2), le fournisseur principal peut soustraire de ses stocks d'essence ou de distillat, selon le cas, le volume de carburant renouvelable contenu dans un lot de carburant ou dans une partie excédentaire d'un lot de carburant visée au paragraphe (3) de ses stocks, s'il dispose de renseignements établissant qu'il s'agit d'un volume de carburant renouvelable.

Reduction for use of biocrude — gasoline

(6) A primary supplier may subtract from their gasoline pool for a gasoline compliance period 20% of the volume, if any, of biocrude other than triglyceride-derived biocrude that they used as feedstock to produce liquid petroleum fuel during the gasoline compliance period.

Réduction — utilisation de biobrut — essence

(6) Le fournisseur principal peut, à l'égard d'une période de conformité visant l'essence, soustraire de ses stocks d'essence 20 % du volume de biobrut, autre que le biobrut issu de la triglycéride, qu'il a utilisé comme matière première dans la production de carburant à base de pétrole liquide au cours de cette période.

Reduction for use of biocrude — distillate

(7) A primary supplier may subtract from their distillate pool for a distillate compliance period

(*a*) 20% of the volume, if any, of biocrude other than triglyceride-derived biocrude that they used as feedstock to produce liquid petroleum fuel during the distillate compliance period; and

(*b*) 85% of the volume, if any, of triglyceride-derived biocrude that they used as feedstock to produce liquid petroleum fuel during the distillate compliance period.

Réduction — utilisation de biobrut — distillat

(7) Le fournisseur principal peut, à l'égard d'une période de conformité visant le distillat, soustraire de ses stocks de distillat :

a) 20 % du volume de biobrut, autre que le biobrut issu de la triglycéride, qu'il a utilisé comme matière première dans la production de carburant à base de pétrole liquide au cours de cette période;

b) 85 % du volume de biobrut issu de la triglycéride qu'il a utilisé comme matière première dans la production de carburant à base de pétrole liquide au cours de cette période.

Compliance Units

Representing renewable fuel

7. (1) Compliance units, which represent litres of renewable fuel, created under Part 2 are used to establish compliance with section 5.

Use of compliance units

(2) A compliance unit may only be used to establish compliance with section 5 in respect of the compliance period during which it was created under any of sections 13 to 16 or into which it was carried forward or carried back under any of sections 21 to 24.

Use of distillate compliance units for gasoline compliance

(3) Distillate compliance units may be used to establish compliance with subsection 5(1) for a gasoline compliance period to the extent that they are assigned as the value for the description DtG_{DG} in subsection 8(1).

Unités de conformité

Correspondance avec le carburant renouvelable

7. (1) Les unités de conformité créées au titre de la partie 2 correspondent à des litres de carburant renouvelable et servent à établir la conformité avec l'article 5.

Utilisation des unités de conformité

(2) Une unité de conformité ne peut servir à établir la conformité avec l'article 5 qu'à l'égard de la période de conformité durant laquelle, soit elle a été créée aux termes des articles 13 à 16, soit elle a été reportée aux termes des articles 21 à 24.

Unités visant le distillat pour la conformité de l'essence

(3) Les unités de conformité visant le distillat peuvent servir à établir la conformité avec le paragraphe 5(1) relativement à une période de conformité visant l'essence auquel cas, le nombre d'unités ainsi utilisées doit correspondre au nombre attribué à la variable DtG_{DG} dans la formule figurant au paragraphe 8(1).

Volume of Renewable Fuel

Gasoline pool

8. (1) The volume of renewable fuel in a primary supplier's gasoline pool for a gasoline compliance period is to be calculated according to following formula:

$$RF_G = Cre_G + Rec_G - Tr_G - Can_G + CF_G + CB_G + DtG_{DG}$$

Volume de carburant renouvelable

Stocks d'essence

8. (1) Le volume de carburant renouvelable dans les stocks d'essence du fournisseur principal pour chaque période de conformité visant l'essence est calculé au moyen de la formule suivante :

$$RF_G = Cre_G + Rec_G - Tr_G - Can_G + CF_G + CB_G + DtG_{DG}$$

where

RF_G is the volume, expressed in litres, of renewable fuel in their gasoline pool;

Cre_G is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of gasoline compliance units that they created during the gasoline compliance period;

Rec_G is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of gasoline compliance units, in respect of the gasoline compliance period, that they received in trade;

Tr_G is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of gasoline compliance units, in respect of the gasoline compliance period, that they transferred in trade to another primary supplier;

Can_G is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of gasoline compliance units, in respect of the gasoline compliance period, that they are required to cancel;

CF_G is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of gasoline compliance units that they carried forward into the gasoline compliance period;

CB_G is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of gasoline compliance units that they carried back into the gasoline compliance period; and

DtG_{DG} is the volume, expressed in litres, that is equal to the number, if any, of distillate compliance units that they assign as the value for this description for the gasoline compliance period.

où :

RF_G représente le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable dans ses stocks d'essence;

Cre_G le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant l'essence qu'il a créées au cours de la période de conformité en cause;

Rec_G le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant l'essence qu'il a reçues dans le cadre d'un échange, pour la période de conformité en cause;

Tr_G le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant l'essence qu'il a transférées à un autre fournisseur principal, dans le cadre d'un échange, pour la période de conformité en cause;

Can_G le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant l'essence qu'il doit annuler à l'égard de la période de conformité en cause;

CF_G le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant l'essence qu'il a reportées d'une période de conformité antérieure à la période de conformité en cause;

CB_G le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant l'essence qu'il a reportées d'une période de conformité ultérieure à la période de conformité en cause;

DtG_{DG} le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant le distillat qu'il a attribuées à cette variable pour la période de conformité en cause.

Distillate Pool

(2) The volume of renewable fuel in a primary supplier's distillate pool for a distillate compliance period is to be calculated according to following formula:

$$RF_D = Cre_D + Rec_D - Tr_D - Can_D + CF_D + CB_D - DtG_{DD}$$

Stocks de distillat

(2) Le volume de carburant renouvelable dans les stocks de distillat du fournisseur principal pour chaque période de conformité visant le distillat est calculé au moyen de la formule suivante :

$$RF_D = Cre_D + Rec_D - Tr_D - Can_D + CF_D + CB_D - DtG_{DD}$$

where

RF_D is the volume, expressed in litres, of renewable fuel in their distillate pool;

Cre_D is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of distillate compliance units that they created during the distillate compliance period;

Rec_D is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of distillate compliance units, in respect of the distillate compliance period, that they received in trade;

Tr_D is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of distillate compliance units, in respect of the distillate compliance period, that they transferred in trade to another primary supplier;

Can_D is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of distillate compliance units, in respect of the distillate compliance period, that they are required to cancel;

CF_D is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of distillate compliance units that they carried forward into the distillate compliance period;

où :

RF_D représente le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable dans ses stocks de distillat;

Cre_D le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant le distillat qu'il a créées au cours de la période de conformité en cause;

Rec_D le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant le distillat qu'il a reçues dans le cadre d'un échange, pour la période de conformité en cause;

Tr_D le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant le distillat qu'il a transférées à un autre fournisseur principal, dans le cadre d'un échange, pour la période de conformité en cause;

Can_D le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant le distillat qu'il doit annuler à l'égard de la période de conformité en cause;

CF_D le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant le distillat qu'il a reportées d'une période de conformité antérieure à la période de conformité en cause;

CB_D is the volume, expressed in litres, that is equal to the number of distillate compliance units that they carried back into the distillate compliance period; and

DtG_{DD} is the volume, expressed in litres, that is equal to

(*a*) for distillate compliance periods other than the first one, the value that they assigned for the description DtG_{DG} in subsection (1) for the gasoline compliance period that is the same period as the distillate compliance period, and

(*b*) for the first distillate compliance period, the total of the values that they assigned for the descriptions DtG_{DG} in subsection (1) for gasoline compliance periods that overlapped with the distillate compliance period.

CB_D le volume, exprimé en litres, correspondant au nombre d'unités de conformité visant le distillat qu'il a reportées d'une période de conformité ultérieure à la période de conformité en cause;

DtG_{DD} le volume, exprimé en litres, correspondant :

a) dans le cas de la période de conformité visant le distillat autre que la première, à la valeur qu'il a attribuée à la variable DtG_{DG} visée au paragraphe (1) pour la période de conformité visant l'essence quand celle-ci correspond à la période de conformité visant le distillat;

b) dans le cas de la première période de conformité visant le distillat, au total des valeurs qu'il a attribuées à la variable DtG_{DG} visée au paragraphe (1) pour toute période de conformité visant l'essence qui recoupe cette première période.

Registration as a Primary Supplier

Enregistrement du fournisseur principal

Registration

9. (1) A primary supplier must register by sending to the Minister a registration report that contains the information set out in Schedule 1 at least one day before, during any period of 12 consecutive months in a gasoline compliance period, they produce or import, or produce and import combined, their 400th m^3

(*a*) of gasoline; or

(*b*) of diesel fuel or heating distillate oil, or any combination of them.

Enregistrement

9. (1) Le fournisseur principal doit s'enregistrer en transmettant au ministre le rapport d'enregistrement comportant les renseignements énumérés à l'annexe 1 au plus tard le jour avant de produire, d'importer ou ces deux activités combinées, au cours de toute période de douze mois consécutifs comprise dans une période de conformité visant l'essence, 400 m^3 :

a) soit d'essence;

b) soit de carburant diesel ou de mazout de chauffage, ou une combinaison de ceux-ci.

Change of information

(2) If the information provided in the registration report — other than the information referred to in item 1 of Schedule 1 — changes, the primary supplier must send a notice to the Minister that provides the updated information no later than five days after the change.

Modification des renseignements

(2) En cas de modification des renseignements — autres que ceux visés à l'article 1 de l'annexe 1 — fournis dans le rapport d'enregistrement, le fournisseur principal doit transmettre au ministre un avis indiquant la mise à jour dans les cinq jours suivant la modification.

PART 2

COMPLIANCE UNIT TRADING SYSTEM

PARTIE 2

MÉCANISME D'ÉCHANGE DES UNITÉS DE CONFORMITÉ

Participants

Participants

Types

10. Participants in the trading system are

(*a*) primary suppliers; and

(*b*) elective participants.

Types

10. Les participants au mécanisme d'échange des unités de conformité sont les suivants :

a) les fournisseurs principaux;

b) les participants volontaires.

Elective participants

11. (1) An elective participant is a person other than a primary supplier who

(*a*) does one or more of the following:

(i) blends, in Canada, renewable fuel with liquid petroleum fuel,

(ii) produces, in Canada, a liquid petroleum fuel — other than gasoline, diesel fuel and heating distillate oil — by using biocrude as a feedstock,

(iii) imports into Canada a liquid petroleum fuel — other than gasoline, diesel fuel and heating distillate oil — that has renewable fuel content,

Participant volontaire

11. (1) Le participant volontaire est toute personne, autre que le fournisseur principal, qui :

a) d'une part, exerce au moins l'une des activités suivantes :

(i) mélanger, au Canada, du carburant renouvelable à du carburant à base de pétrole liquide,

(ii) produire, au Canada, du carburant à base de pétrole liquide — autre que de l'essence, du carburant diesel et du mazout de chauffage — en utilisant du biobrut comme matière première,

(iii) importer, au Canada, du carburant à base de pétrole liquide — autre que de l'essence, du

(iv) sells, in Canada, neat renewable fuel to a neat renewable fuel consumer for use as fuel in a combustion device, and

(v) uses, as fuel in a combustion device in Canada, neat renewable fuel that they produced or imported; and

(*b*) registers by sending to the Minister a registration report that contains the information set out in Schedule 2 at least one day before they first create a compliance unit.

carburant diesel et du mazout de chauffage — contenant du carburant renouvelable,

(iv) vendre, au Canada, du carburant renouvelable pur au consommateur de carburant renouvelable pur pour alimenter les appareils à combustion,

(v) utiliser comme carburant dans un appareil à combustion, au Canada, le carburant renouvelable pur qu'il produit ou importe;

b) d'autre part, s'enregistre en transmettant au ministre le rapport d'enregistrement comportant les renseignements énumérés à l'annexe 2, au plus tard le jour précédant la création de sa première unité de conformité.

Change of information

(2) If the information provided in the registration report — other than the information referred to in item 1 — of Schedule 2 changes, the elective participant must send a notice to the Minister that provides the updated information no later than five days after the change.

Modification des renseignements

(2) En cas de modification des renseignements — autres que ceux visés à l'article 1 de l'annexe 2 — fournis dans le rapport d'enregistrement, le participant volontaire doit transmettre au ministre un avis indiquant la mise à jour dans les cinq jours suivant leur modification.

Withdrawal

(3) An elective participant may end their participation in the trading system if they

(*a*) send to the Minister a notice stating that they will end their participation as of a specified date;

(*b*) provide any report or notice that is required by these Regulations; and

(*c*) cancel, as of that specified date, all their compliance units.

Retrait

(3) Le participant volontaire peut cesser de participer au mécanisme d'échange des unités de conformité si, à la fois :

a) il transmet au ministre un avis précisant la date à laquelle il cessera de participer;

b) il fournit tous les rapports et avis exigés en application du présent règlement;

c) il annule ses unités de conformité à cette date.

Creation of Compliance Units

Création des unités de conformité

Participants who may create

12. (1) Only the following participants may create a compliance unit:

(*a*) the owner of the fuel that resulted from the blending referred to in section 13;

(*b*) the importer of the batch referred to in section 14;

(*c*) the user of biocrude as feedstock to produce the fuel referred to in section 15; or

(*d*) the seller of the neat renewable fuel or the participant referred to in section 16.

Participants créateurs

12. (1) Seul le participant ci-après peut créer une unité de conformité :

a) le propriétaire du carburant résultant du mélange visé à l'article 13;

b) l'importateur du lot visé à l'article 14;

c) l'utilisateur de biobrut comme matière première pour produire le carburant visé à l'article 15;

d) le vendeur de carburant renouvelable pur ou un participant visé à l'article 16.

Single creator

(2) If there is more than one person described in any of paragraphs (1)(*a*) to (*d*), the creator of the compliance unit is the participant who, under a written agreement between all those persons, is designated to be the creator of the compliance unit. Without that agreement, no compliance unit is created.

Créateur unique

(2) Si plus d'une personne est visée à l'un des alinéas (1)*a*) à *d*), le créateur de l'unité de conformité est le participant qui, en vertu d'un accord écrit entre toutes ces personnes, est désigné comme étant le créateur de l'unité de conformité. Sans cet accord, l'unité n'est pas créée.

Blending in Canada — gasoline compliance units

13. (1) Subject to subsection (3), a single gasoline compliance unit is created for each litre of renewable fuel on its blending in Canada with a batch of liquid petroleum fuel other than diesel fuel or heating distillate oil.

Mélange au Canada — unité visant l'essence

13. (1) Sous réserve du paragraphe (3), une unité de conformité visant l'essence est créée pour chaque litre de carburant renouvelable au moment où il est mélangé, au Canada, à un lot de carburant à base de pétrole liquide autre que du carburant diesel ou du mazout de chauffage.

Blending in Canada — distillate compliance units

(2) Subject to subsection (3), a single distillate compliance unit is created for each litre of renewable fuel on its blending in Canada with a batch of diesel fuel or heating distillate oil.

Mélange au Canada — unité visant le distillat

(2) Sous réserve du paragraphe (3), une unité de conformité visant le distillat est créée pour chaque litre de carburant renouvelable au moment où il est mélangé, au Canada, à un lot de carburant diesel ou de mazout de chauffage.

Confirmation of creation

(3) The creation of a compliance unit under subsection (1) or (2) is confirmed on the recording of

Confirmation de la création

(3) La création d'une unité de conformité en application des paragraphes (1) ou (2) est confirmée au moment de la consignation des renseignements suivants :

(*a*) the information set out in subsection 32(1) related to the resulting blended batch and, if the resulting blended batch is high-renewable-content fuel, subsection 32(3); and

(*b*) this creation of the compliance unit in the compliance unit account book in accordance with section 31.

a) ceux prévus au paragraphe 32(1) liés au lot résultant du mélange et, s'agissant d'un lot de carburant à haute teneur en carburant renouvelable résultant du mélange, ceux prévus au paragraphe 32(3);

b) cette création dans le livre des unités de conformité conformément à l'article 31.

No recording, no creation

(4) Without that recording, the compliance unit is deemed never to have been created.

(4) Sans cette consignation, l'unité de conformité est réputée ne pas avoir été créée.

Création si consignation

Importation — gasoline compliance units

14. (1) Subject to subsection (3), a single gasoline compliance unit is created for each litre of renewable fuel that is contained in a batch of liquid petroleum fuel other than diesel fuel or heating distillate oil on its importation into Canada.

14. (1) Sous réserve du paragraphe (3), une unité de conformité visant l'essence est créée pour chaque litre de carburant renouvelable que contient un lot de carburant à base de pétrole liquide — autre que du carburant diesel ou du mazout de chauffage — au moment de son importation au Canada.

Importation — unité visant l'essence

Importation — distillate compliance units

(2) Subject to subsection (3), a single distillate compliance unit is created for each litre of renewable fuel that is contained in a batch of diesel fuel or heating distillate oil on its importation into Canada.

(2) Sous réserve du paragraphe (3), une unité de conformité visant le distillat est créée pour chaque litre de carburant renouvelable que contient un lot de carburant diesel ou de mazout de chauffage au moment de son importation au Canada.

Importation — unité visant le distillat

Confirmation of creation

(3) The creation of a compliance unit under subsection (1) or (2) is confirmed on the recording of

(*a*) the information set out in subsection 32(2) related to the imported batch and, if the imported batch is high-renewable-content fuel, subsection 32(3); and

(*b*) this creation of the compliance unit in the compliance unit account book in accordance with section 31.

(3) La création d'une unité de conformité en application des paragraphes (1) ou (2) est confirmée au moment de la consignation des renseignements suivants :

a) ceux prévus au paragraphe 32(2) liés au lot importé et, s'agissant d'un lot importé de carburant à haute teneur en carburant renouvelable, ceux prévus au paragraphe 32(3);

b) cette création dans le livre des unités de conformité conformément à l'article 31.

Confirmation de la création

No recording, no creation

(4) Without that recording, the compliance unit is deemed never to have been created.

(4) Sans cette consignation, l'unité de conformité est réputée ne pas avoir été créée.

Création si consignation

Triglyceride-derived biocrude

15. (1) Subject to subsection (3), seventeen distillate compliance units are created for each 20 litres of triglyceride-derived biocrude on its use as feedstock to produce liquid petroleum fuel in Canada.

15. (1) Sous réserve du paragraphe (3), dix-sept unités de conformité visant le distillat sont créées pour vingt litres de biobrut issu de la triglycéride au moment de son utilisation comme matière première dans la production de carburant à base de pétrole liquide au Canada.

Biobrut issu de la triglycéride

Other biocrude

(2) Subject to subsection (3), a single gasoline compliance unit and a single distillate compliance unit are created for each five litres of biocrude, other than triglyceride-derived biocrude, on its use as feedstock to produce liquid petroleum fuel in Canada.

(2) Sous réserve du paragraphe (3), une unité de conformité visant l'essence et une visant le distillat sont créées pour cinq litres de biobrut, autre que le biobrut issu de la triglycéride, au moment de son utilisation comme matière première dans la production de carburant à base de pétrole liquide au Canada.

Autre biobrut

Confirmation of creation

(3) The creation of a compliance unit under subsection (1) or (2) is confirmed on the recording of

(*a*) the information set out in subsection 32(4) related to the use of biocrude as feedstock; and

(*b*) this creation of the compliance unit in the compliance unit account book in accordance with section 31.

(3) La création d'une unité de conformité en application des paragraphes (1) ou (2) est confirmée au moment de la consignation des renseignements suivants :

a) ceux prévus au paragraphe 32(4) liés à l'utilisation du biobrut comme matière première;

b) cette création dans le livre des unités de conformité conformément à l'article 31.

Confirmation de la création

No recording, no creation

(4) Without that recording, the compliance unit is deemed never to have been created.

(4) Sans cette consignation, l'unité de conformité est réputée ne pas avoir été créée.

Création si consignation

Neat renewable fuel — gasoline compliance units

16. (1) Subject to subsection (3), a single gasoline compliance unit is created for each litre of a batch of neat renewable fuel on its

(*a*) sale in Canada to a neat renewable fuel consumer for use as fuel in a combustion device other than a diesel engine or domestic-type burner; or

16. (1) Sous réserve du paragraphe (3), une unité de conformité visant l'essence est créée pour chaque litre du lot de carburant renouvelable pur, selon le cas :

a) au moment de sa vente au Canada au consommateur de carburant renouvelable pur pour alimenter un appareil à combustion autre qu'un moteur diesel ou un brûleur domestique;

Carburant renouvelable pur — unité visant l'essence

(*b*) use in Canada as fuel in a combustion device other than a diesel engine or domestic-type burner by a participant who produced or imported the fuel.

b) au moment de son utilisation au Canada par le participant qui l'a produit ou importé pour alimenter un appareil à combustion autre qu'un moteur diesel ou un brûleur domestique.

Neat renewable fuel — distillate compliance units

(2) Subject to subsection (3), a single distillate compliance unit is created for each litre of a batch of neat renewable fuel on its

(*a*) sale in Canada to a neat renewable fuel consumer for use as fuel in a diesel engine or domestic-type burner; or

(*b*) use in Canada as fuel in a diesel engine or domestic-type burner by a participant who produced or imported the fuel.

Carburant renouvelable pur — unité visant le distillat

(2) Sous réserve du paragraphe (3), une unité de conformité visant le distillat est créée pour chaque litre du lot de carburant renouvelable pur, selon le cas :

a) au moment de sa vente au Canada au consommateur de carburant renouvelable pur pour alimenter un moteur diesel ou un brûleur domestique;

b) au moment de son utilisation au Canada par le participant qui l'a produit ou importé pour alimenter un moteur diesel ou un brûleur domestique.

Confirmation of creation

(3) The creation of a compliance unit under subsection (1) or (2) is confirmed on the recording of

(*a*) the information set out in subsection 32(5) related to the sale for use, or the use, as fuel in a combustion device of the batch of neat renewable fuel, as the case may be; and

(*b*) this creation of the compliance unit in the compliance unit account book in accordance with section 31.

Confirmation de la création

(3) La création d'une unité de conformité en application des paragraphes (1) ou (2) est confirmée au moment de la consignation des renseignements suivants :

a) ceux prévus au paragraphe 32(5) liés à la vente ou à l'utilisation comme carburant dans un appareil à combustion, du lot de carburant renouvelable pur, selon le cas;

b) cette création dans le livre des unités de conformité conformément à l'article 31.

No recording, no creation

(4) Without that recording, the compliance unit is deemed never to have been created.

Création si consignation

(4) Sans cette consignation, l'unité de conformité est réputée ne pas avoir été créée.

Limitation

17. (1) Despite sections 13 to 15, no compliance unit may be created in respect of

(*a*) a resulting blended batch or imported batch of gasoline, or a batch of gasoline produced from biocrude used as feedstock, if the volume of renewable fuel in the batch comprises more than 86% of the total volume of the batch;

(*b*) a resulting blended batch or imported batch of liquid petroleum fuel other than gasoline, or a batch of liquid petroleum fuel other than gasoline produced from biocrude used as feedstock, if the volume of renewable fuel in the batch comprises more than 80% of the total volume of the batch; and

(*c*) a batch of renewable fuel that results from blending.

Limite

17. (1) Malgré les articles 13 à 15, aucune unité de conformité ne peut être créée :

a) pour un lot d'essence résultant du mélange ou importé, ou pour un lot d'essence produit à partir de biobrut utilisé comme matière première, si le volume de carburant renouvelable dans le lot excède 86 % du volume total du lot;

b) pour un lot de carburant à base de pétrole liquide autre que l'essence résultant du mélange ou importé, ou pour un lot de ce type de carburant produit à partir de biobrut utilisé comme matière première, si le volume de carburant renouvelable dans le lot excède 80 % du volume total du lot;

c) pour un lot de carburant renouvelable résultant du mélange.

Limitation — Municipal solid waste

(2) Despite sections 13 to 16, no compliance unit may be created in respect of renewable fuel, or biocrude, that was in whole or in part produced from municipal solid waste unless the participant has written records that demonstrate, based on random sampling made at least once every three years, that the municipal solid waste

(*a*) has a biogenic carbon content of greater than 50% of the total carbon content, by mass; and

(*b*) does not contain any pesticides, paints, petroleum oils, solvents, sludges that contain heavy metals, material from tires or radioactive, corrosive, explosive or infectious materials.

Limite — déchets municipaux

(2) Malgré les articles 13 à 16, aucune unité de conformité ne peut être créée relativement au carburant renouvelable ou au biobrut produit, en tout ou en partie, à partir de déchets solides municipaux, sauf si le participant dispose de renseignements écrits établissant, au moyen d'un échantillonnage aléatoire effectué au moins tous les trois ans, que les matières de cette source :

a) d'une part, ont une teneur en carbone biogénique supérieure à 50 % de la teneur totale en carbone, par masse;

b) d'autre part, ne contiennent pas de pesticides, de peintures, d'huiles de pétrole, de solvants, de boues contenant des métaux lourds ou de matières corrosives, radioactives, explosives ou infectieuses ou provenant de pneus.

OWNERSHIP OF COMPLIANCE UNITS

Ownership of compliance units

18. (1) On creation, a compliance unit is owned by the participant who created it.

Single owner

(2) At any given time, a compliance unit may only have a single owner.

Maximum number of gasoline compliance units

19. (1) The number of gasoline compliance units that a primary supplier may own at the end of each month during a gasoline compliance period may not exceed the greater of

(*a*) six multiplied by the number of litres in the primary supplier's gasoline pool at the end of that month, determined as if the compliance period ended at the end of that month, and

(*b*) 0.01 multiplied by the number of litres in the primary supplier's gasoline pool for the preceding gasoline compliance period.

Maximum number of distillate compliance units

(2) The number of distillate compliance units that a primary supplier may own at the end of each month during a distillate compliance period may not exceed the greater of

(*a*) six multiplied by the number of litres in the primary supplier's distillate pool at the end of that month, determined as if the compliance period ended at the end of that month, and

(*b*) 0.004 multiplied by the number of litres

(i) in the case of the first distillate compliance period, in the primary supplier's distillate pool determined using the pre-distillate compliance period as if it were the distillate compliance period in question, and

(ii) in any other case, in the primary supplier's distillate pool for the preceding distillate compliance period.

TRADING OF COMPLIANCE UNITS

To primary suppliers

20. (1) A compliance unit may only be transferred in trade to a primary supplier.

When trading permitted

(2) A compliance unit created during, or carried forward into, a compliance period may be transferred in trade only if the trade occurs during the trading period in respect of the compliance period.

CARRY FORWARD OF COMPLIANCE UNITS

Carry forward — primary suppliers (gasoline)

21. (1) Before the end of the trading period in respect of a gasoline compliance period, a primary supplier may carry forward their surplus gasoline compliance units — up to a maximum of 0.01 multiplied by the number of litres in their gasoline pool for that gasoline compliance period — into the next gasoline compliance period.

PROPRIÉTÉ DES UNITÉS DE CONFORMITÉ

Propriété des unités

18. (1) Dès lors que le participant crée une unité de conformité, il en est le propriétaire.

Propriétaire unique

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

Nombre maximal d'unités visant l'essence

19. (1) Le nombre d'unités de conformité visant l'essence qui peuvent appartenir au fournisseur principal à la fin de tout mois compris dans une période de conformité visant l'essence, ne peut dépasser la plus élevée des valeurs suivantes :

a) celle correspondant au nombre de litres qu'il a dans ses stocks d'essence à la fin du mois, déterminé comme si la période de conformité se terminait à ce moment, multiplié par six;

b) celle correspondant au nombre de litres qu'il a dans ses stocks d'essence pour la période de conformité visant l'essence précédente, multiplié par 0,01.

Nombre maximal d'unités visant le distillat

(2) Le nombre d'unités de conformité visant le distillat qui peuvent appartenir à un fournisseur principal à la fin de tout mois compris dans une période de conformité visant le distillat, ne peut dépasser le résultat de la plus élevée des valeurs suivantes :

a) celle correspondant au nombre de litres qu'il a dans ses stocks de distillat à la fin du mois, déterminé comme si la période de conformité se terminait à ce moment, multiplié par six;

b) 0,004 multiplié par le nombre de litres, selon le cas :

(i) qu'il a dans ses stocks de distillat déterminé sur la base de la période précédant la période de conformité visant le distillat comme s'il s'agissait de la période de conformité visant le distillat en cause, dans le cas de la première période de conformité visant le distillat,

(ii) qu'il a dans ses stocks de distillat au cours de la période de conformité visant le distillat précédente, dans les autres cas.

ÉCHANGE DES UNITÉS DE CONFORMITÉ

À un fournisseur principal

20. (1) Un échange ne peut être conclu que si le destinataire de l'unité de conformité est un fournisseur principal.

Moment de l'échange

(2) Une unité de conformité créée au cours d'une période de conformité donnée ou reportée d'une période antérieure à cette période de conformité ne peut être échangée que si l'échange a lieu durant la période d'échange liée à la période de conformité en cause.

REPORT PROSPECTIF DES UNITÉS DE CONFORMITÉ

Report prospectif — fournisseur principal (essence)

21. (1) Avant la fin de la période d'échange liée à une période de conformité visant l'essence, le fournisseur principal peut reporter ses unités de conformité excédentaires — à concurrence du nombre obtenu en multipliant 0,01 par le nombre de litres qu'il a dans ses stocks d'essence durant la période de conformité visant l'essence en cause — à la période de conformité visant l'essence suivante.

Surplus gasoline compliance units

(2) The number of surplus gasoline compliance units referred to in subsection (1) is the number that equals the number of litres determined according to the following formula:

$$RF_G - (0.05 \times P_G)$$

where

RF_G is the volume, expressed in litres, that the primary supplier determined for the description RF_G in accordance with subsection 8(1) for that gasoline compliance period; and

P_G is the number of litres in the primary supplier's gasoline pool for that gasoline compliance period, as determined in accordance with section 6.

Unités de conformité excédentaires — essence

(2) Le nombre d'unités de conformité excédentaires visé au paragraphe (1) correspond au nombre de litres calculé selon la formule suivante :

$$RF_G - (0{,}05 \times P_G)$$

où

RF_G représente le volume, exprimé en litres, que le fournisseur principal a déterminé pour la variable RF_G conformément au paragraphe 8(1) pour la période de conformité visant l'essence en cause;

P_G le nombre de litres dans les stocks d'essence du fournisseur principal pour cette période de conformité, déterminé conformément à l'article 6.

Carry forward — primary suppliers (distillate)

22. (1) Before the end of the trading period in respect of a distillate compliance period, a primary supplier may carry forward their surplus distillate compliance units — up to a maximum of 0.004 multiplied by the number of litres in their distillate pool for that distillate compliance period — into the next distillate compliance period.

Report prospectif — fournisseur principal (distillat)

22. (1) Avant la fin de la période d'échange liée à une période de conformité visant le distillat, le fournisseur principal peut reporter ses unités de conformité excédentaires — à concurrence du nombre obtenu en multipliant 0,004 par le nombre de litres qu'il a dans ses stocks de distillat durant la période de conformité visant le distillat en cause — à la période de conformité visant le distillat suivante.

Surplus distillate compliance units

(2) The number of surplus distillate compliance units referred to in subsection (1) is the number that equals the number of litres determined according to the following formula:

$$RF_D - (0.02 \times P_D)$$

where

RF_D is the volume, expressed in litres, that the primary supplier determined for the description RF_D in accordance with subsection 8(2) for that distillate compliance period; and

P_D is the number of litres in the primary supplier's distillate pool for that distillate compliance period, as determined in accordance with section 6.

Unités de conformité excédentaires — distillat

(2) Le nombre d'unités de conformité excédentaires visées au paragraphe (1) correspond au nombre de litres calculé selon la formule suivante :

$$RF_D - (0{,}02 \times P_D)$$

où

RF_D représente le volume, exprimé en litres, que le fournisseur principal a déterminé pour la variable RF_D conformément au paragraphe 8(2) pour la période de conformité visant le distillat en cause;

P_D le nombre de litres dans les stocks de distillat du fournisseur principal durant cette période de conformité, déterminé conformément à l'article 6.

Carry forward into first distillate compliance period

(3) A primary supplier may carry forward into the first distillate compliance period their distillate compliance units that were created during the pre-distillate compliance period and that have not been assigned, under subsection 7(3), as the value for the description DtG_{DG} in subsection 8(1). The number of distillate compliance units that may be so carried forward may not exceed 0.004 multiplied by the number of litres in the primary supplier's distillate pool determined using the pre-distillate compliance period as if it were the distillate compliance period in question.

Report prospectif — première période de conformité — distillat

(3) Le fournisseur principal peut reporter à la première période de conformité visant le distillat celles de ses unités de conformité visant le distillat créées au cours de la période précédant la période de conformité visant le distillat et qui n'ont pas été attribuées, aux termes du paragraphe 7(3), à la variable DtG_{DG} prévue au paragraphe 8(1). Le nombre d'unités de conformité pouvant être reporté ne peut dépasser la valeur correspondant au nombre de litres qu'il a dans ses stocks de distillat déterminé sur la base de la période précédant la période de conformité visant le distillat comme s'il s'agissait de la période de conformité visant le distillat en cause, multiplié par 0,004.

Carry forward — elective participants

23. An elective participant may, before the end of the trading period in respect of a compliance period, carry forward their compliance units — up to a maximum of the number of compliance units that they created during the compliance period — into the next compliance period. For greater certainty, no distillate compliance units may be carried forward into the first distillate compliance period.

Report prospectif — participant volontaire

23. Le participant volontaire peut, avant la fin de la période d'échange liée à une période de conformité, reporter ses unités de conformité — à concurrence du nombre d'unités de conformité qu'il a créées durant la période de conformité en cause — à la période de conformité suivante. Il est entendu qu'aucune unité visant le distillat ne peut être reportée à la première période de conformité visant le distillat.

CARRY BACK OF COMPLIANCE UNITS

Carry back

24. (1) Before the end of a trading period in respect of a compliance period, a primary supplier may carry back into the compliance period their compliance units that they created during the last three months of the trading period.

No carry back in consecutive periods

(2) However, a primary supplier who carried back compliance units under subsection (1) into a compliance period may not carry back compliance units into the next compliance period. For greater certainty, they may do so into the compliance period subsequent to that next compliance period.

Maximum carried back

(3) The maximum number of compliance units that may, under subsection (1), be carried back is

(*a*) for gasoline compliance units, 0.0025 multiplied by the number of litres in the primary supplier's gasoline pool for the gasoline compliance period; and

(*b*) for distillate compliance units, 0.001 multiplied by the number of litres in the primary supplier's distillate pool for the distillate compliance period.

REPORT RÉTROSPECTIF DES UNITÉS DE CONFORMITÉ

Report rétrospectif

24. (1) Avant la fin de la période d'échange liée à une période de conformité, le fournisseur principal peut reporter à cette période de conformité les unités qu'il a créées au cours des trois derniers mois de cette période d'échange.

Pas de reports consécutifs

(2) Toutefois, le fournisseur principal qui a reporté les unités en application du paragraphe (1) à une période de conformité donnée ne peut effectuer un tel report à la période de conformité suivante. Il est entendu qu'un tel report peut être effectué à la période de conformité subséquente à la période de conformité suivante.

Nombre maximal d'unités

(3) Le nombre d'unités de conformité que le fournisseur principal peut reporter aux termes du paragraphe (1) ne peut dépasser :

a) s'agissant d'unités de conformité visant l'essence, le nombre obtenu en multipliant 0,0025 par le nombre de litres qu'il a dans ses stocks d'essence au cours de la période de conformité visant l'essence en cause;

b) s'agissant d'unités de conformité visant le distillat, le nombre obtenu en multipliant 0,001 par le nombre de litres qu'il a dans ses stocks de distillat au cours de la période de conformité visant le distillat en cause.

CANCELLATION OF COMPLIANCE UNITS

Carry back

25. (1) For each compliance unit that a primary supplier carried back into a compliance period, the primary supplier must, before the end of the trading period in respect of the compliance period, cancel compliance units that were created by the primary supplier during the subsequent compliance period as follows:

(*a*) two gasoline compliance units for each gasoline compliance unit carried back; and

(*b*) two distillate compliance units for each distillate compliance unit carried back.

Exports

(2) For each litre of renewable fuel in a batch of liquid petroleum fuel exported by a participant, or by one of their affiliates who is not a participant, during a compliance period, the participant must, before the end of the trading period in respect of the compliance period, cancel compliance units that were created during, or carried forward or carried back into, the compliance period as follows:

(*a*) one distillate compliance unit, if the liquid petroleum fuel was diesel fuel or heating distillate oil; and

(*b*) one gasoline compliance unit or one distillate compliance unit, in any other case.

ANNULATION DES UNITÉS DE CONFORMITÉ

Report rétrospectif

25. (1) Pour chaque unité reportée à une période de conformité précédente, le fournisseur principal doit, avant la fin de la période d'échange liée à la période de conformité en cause, annuler les unités qu'il a créées au cours de la période de conformité suivante, à raison de :

a) s'agissant d'unités de conformité visant l'essence, deux unités pour chaque unité reportée;

b) s'agissant d'unités de conformité visant le distillat, deux unités pour chaque unité reportée.

Exportations

(2) Pour chaque litre de carburant renouvelable contenu dans un lot de carburant à base de pétrole liquide que le participant — ou l'un de ses affiliés qui n'est pas un participant — a exporté au cours d'une période de conformité donnée, le participant doit, avant la fin de la période d'échange en cause, en ce qui concerne les unités de conformité créées au cours d'une période de conformité ou reportée à celle-ci, en annuler :

a) une visant le distillat si le carburant exporté est du carburant diesel ou du mazout de chauffage;

b) une visant l'essence ou une visant le distillat, dans les autres cas.

PART 3

RECORDS AND REPORTING

GENERAL

Ministerial request for samples and information

26. Any person who produces, imports or sells gasoline, diesel fuel, heating distillate oil, other liquid petroleum fuel, renewable fuel or biocrude

PARTIE 3

CONSIGNATION DES RENSEIGNEMENTS ET RAPPORTS

DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Demande du ministre — échantillons et renseignements

26. À la demande du ministre, toute personne qui produit, importe ou vend de l'essence, du carburant diesel, du mazout de chauffage, tout autre carburant

must, on the Minister's request, provide to the Minister

(*a*) a sample of the fuel or biocrude;

(*b*) a copy of any record required to be made by the person under these Regulations;

(*c*) the name and civic address of any person from whom the fuel or biocrude was acquired and the date of acquisition; or

(*d*) a copy of the measurement standard or method used to determine a volume under these Regulations.

à base de pétrole liquide, du carburant renouvelable ou du biobrut doit lui fournir :

a) un échantillon du carburant ou du biobrut;

b) une copie de tout renseignement qu'elle est tenue de consigner en application du présent règlement;

c) les nom et adresse municipale de toute personne auprès de qui elle a acquis le carburant ou le biobrut et la date de l'acquisition;

d) une copie de la méthode ou de la norme utilisée pour déterminer un volume conformément au présent règlement.

Electronic report or notice

27. (1) A report or notice that is required under these Regulations must be sent electronically in the format specified by the Minister and bearing the electronic signature of an authorized official.

27. (1) Les rapports ou l'avis exigés par le présent règlement sont transmis électroniquement selon le format précisé par le ministre et portent la signature électronique de l'agent autorisé.

Rapports et avis électroniques

Paper report or notice

(2) If the Minister has not specified an electronic format or if it is impractical to send the report or notice electronically in accordance with subsection (1) because of circumstances beyond the person's control, the report or notice must be sent on paper, signed by an authorized official, and in the format specified by the Minister. However, if no format has been so specified, it may be in any format.

(2) Si le ministre n'a pas précisé de format électronique ou si en raison de circonstances indépendantes de la volonté de la personne transmettant le rapport ou l'avis, elle n'est pas en mesure de les transmettre conformément au paragraphe (1), ils sont transmis sur support papier et présentés selon le format précisé par le ministre ou autrement, si aucun format n'est précisé.

Support papier

Non-application — auditor's report

(3) Subsections (1) and (2) do not apply to the auditor's report referred to in section 28.

(3) Les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas à l'égard du rapport du vérificateur visé à l'article 28.

Non-application — rapport du vérificateur

AUDITOR'S REPORT

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Auditing of records and reports

28. (1) A participant, or a producer or importer of renewable fuel, must have their records and reports that are required under these Regulations in respect of each compliance period audited by an auditor. The audit must assess whether the participant's, the producer's or the importer's practices and procedures are, in the auditor's opinion, appropriate to ensure, and to demonstrate, compliance with these Regulations.

28. (1) Le participant, le producteur ou l'importateur de carburant renouvelable, fait vérifier par un vérificateur les renseignements et rapports exigés en application du présent règlement relativement à chaque période de conformité. Le vérificateur évalue si les pratiques et procédures permettent au participant, au producteur ou à l'importateur, à son avis, de se conformer au présent règlement et de démontrer telle conformité.

Vérification des registres et rapports

Auditor's reports

(2) The participant, the producer or the importer must obtain a report, signed by the auditor, in respect of the audit that contains the information set out in Schedule 3. They must, on or before June 30 following the end of the compliance period, send the auditor's report to the Minister.

(2) Le participant, le producteur ou l'importateur obtient un rapport du vérificateur signé par ce dernier comportant les renseignements énumérés à l'annexe 3 et le transmet au ministre au plus tard le 30 juin suivant la fin de la période de conformité visée.

Rapport du vérificateur

Non-application

(3) During the period before the first distillate compliance period, subsections (1) and (2) do not apply to a primary supplier who, during that period, does not produce or import gasoline or create, or receive in trade, a compliance unit.

(3) Avant la première période de conformité visant le distillat, les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas à un fournisseur principal qui, durant cette période, n'a pas produit ou importé de l'essence ou n'a pas créé ou reçu, dans le cadre d'un échange, une unité de conformité.

Non-application

PRIMARY SUPPLIERS

FOURNISSEURS PRINCIPAUX

Records of batches — gasoline pool and distillate pool

29. A primary supplier must make a record of every batch of gasoline, diesel fuel or heating distillate oil that they produce or import during a gasoline compliance period. The record must contain the following information:

(*a*) the volume, expressed in litres, of the batch;

(*b*) the volume, expressed in litres, of renewable fuel, if any, in the batch;

29. Le fournisseur principal consigne les renseignements ci-après pour chaque lot d'essence, de carburant diesel ou de mazout de chauffage qu'il produit ou importe au cours d'une période de conformité visant l'essence :

a) le volume du lot, exprimé en litres;

b) le cas échéant, le volume de carburant renouvelable dans le lot, exprimé en litres;

Renseignements sur les lots — stocks d'essence et de distillat

(*c*) whether the batch was finished gasoline, unfinished gasoline, diesel fuel or heating distillate oil;

(*d*) the production facility at which the batch was produced or the province where the importation of the batch occurred;

(*e*) the date or dates on which the primary supplier imported the batch, dispatched the batch from that production facility or sent the batch to a fuel dispensing device within that production facility;

(*f*) if the entire volume of the batch is subtracted under subsection 6(4), the paragraph of that subsection that describes the fuel; and

(*g*) if a portion of the volume of the batch is subtracted under subsection 6(4), the paragraph of that subsection that describes the fuel and the volume, expressed in litres, of the portion.

Annual report

30. For each compliance period during which a primary supplier produces or imports gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, they must, on or before April 15 following the end of the compliance period, send a report to the Minister that contains the information set out in Schedule 4 for the compliance period.

c) le type de carburant, à savoir essence finie, essence non finie, carburant diesel ou mazout de chauffage;

d) l'installation de production où le lot a été produit ou la province dans laquelle le lot a été importé;

e) la ou les dates auxquelles le fournisseur principal a importé le lot, l'a expédié à partir de l'installation de production ou l'a expédié à un dispositif fournissant le carburant à cette installation de production;

f) si tout le volume du lot est soustrait conformément au paragraphe 6(4), l'alinéa de ce paragraphe décrivant le type de carburant en cause;

g) si une partie du volume du lot est soustraite conformément au paragraphe 6(4), l'alinéa de ce paragraphe décrivant le type de carburant en cause et le volume de la partie, exprimé en litres.

Rapport annuel

30. Pour chaque période de conformité où il produit ou importe de l'essence, du carburant diesel ou du mazout de chauffage, le fournisseur principal transmet au ministre un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 4 pour la période de conformité en cause, au plus tard le 15 avril suivant la fin de cette période de conformité.

PARTICIPANTS

PARTICIPANTS

Compliance unit account book

31. (1) For each trading period in respect of a compliance period, a participant must make a record in a compliance unit account book of their gasoline compliance units and of their distillate compliance units, as the case may be, that they

(*a*) created during, or carried forward into or carried back into, the compliance period;

(*b*) transferred in trade, received in trade, or cancelled during the trading period in respect of the compliance period; and

(*c*) for distillate compliance units, used to establish compliance with subsection 5(1) for a gasoline compliance period because they were assigned, under subsection 7(3), as the value for the description DtG_{DG} in subsection 8(1).

Information

(2) The participant must, in the compliance unit account book for each month of the trading period in respect of a compliance period, make a record of the month and its calendar year and — in respect of any compliance units created in, or carried forward or carried back into, the compliance period — a record of

(*a*) for each blending facility at which the participant created compliance units, the number of compliance units created because of the blending of renewable fuel with liquid petroleum fuel;

(*b*) for each province via which the participant imported liquid petroleum fuel having renewable fuel content, the number of compliance units they created because of that importation;

(*c*) for each production facility, the number of compliance units that the participant created because of the production of liquid petroleum fuel from biocrude used as feedstock;

Livre des unités de conformité

31. (1) Pour chaque période d'échange liée à une période de conformité donnée, le participant consigne les renseignements, dans un livre des unités de conformité, relativement à ses unités visant l'essence et à celles visant le distillat qui ont été, selon le cas :

a) créées ou reportées à la période de conformité;

b) transférées ou reçues dans le cadre d'un échange, ou annulées durant la période d'échange liée à la période de conformité;

c) créées comme des unités visant le distillat et utilisées pour établir la conformité au paragraphe 5(1) au cours d'une période de conformité visant l'essence, puisqu'elles ont été attribuées, aux termes du paragraphe 7(3), à la variable DtG_{DG} prévue au paragraphe 8(1).

Renseignements

(2) Le participant consigne dans le livre des unités de conformité, pour chaque mois de la période d'échange liée à une période de conformité donnée, le mois et l'année en cause ainsi que, relativement à toute unité de conformité créée ou reportée à cette période de conformité :

a) le nombre d'unités qu'il a créées par suite du mélange de carburant renouvelable à du carburant à base de pétrole liquide, par installation de mélange où il a créé des unités de conformité;

b) le nombre d'unités qu'il a créées par suite de l'importation de carburant à base de pétrole liquide contenant du carburant renouvelable, par province dans laquelle l'importation a lieu;

c) le nombre d'unités qu'il a créées par suite de l'utilisation de biobrut comme matière première dans la production de carburant à base de pétrole liquide, par installation de production en cause;

(*d*) the number of compliance units that the participant created under section 16 in respect of neat renewable fuel;

(*e*) the number of compliance units that the participant received in trade from each other participant;

(*f*) the number of compliance units that the participant transferred in trade to each primary supplier;

(*g*) the number of compliance units that the participant carried forward under sections 21 to 23;

(*h*) the number of compliance units that the participant carried back under subsection 24(1);

(*i*) the number of compliance units that the participant, under subsection 25(1), cancelled because of the carry back of compliance units;

(*j*) for each province via which exportation occurred, the number of compliance units that the participant cancelled under subsection 25(2);

(*k*) in the case of an elective participant who withdraws from participation in the trading system, the number of compliance units cancelled when they withdrew; and

(*l*) in the case of a primary supplier, the number they assigned, under subsection 7(3), as the value for the description DtG_{DG} in subsection 8(1).

d) le nombre d'unités qu'il a créées aux termes de l'article 16 relativement au carburant renouvelable pur;

e) le nombre d'unités qu'il a reçues dans le cadre d'échanges, par participant en cause;

f) le nombre d'unités qu'il a transférées dans le cadre d'échanges, par fournisseur principal en cause;

g) le nombre d'unités qu'il a reportées aux termes des articles 21 à 23;

h) le nombre d'unités qu'il a reportées aux termes du paragraphe 24(1);

i) le nombre d'unités qu'il a annulées aux termes du paragraphe 25(1) par suite de reports;

j) le nombre d'unités qu'il a annulées aux termes du paragraphe 25(2), par province à partir de laquelle l'exportation a lieu;

k) s'agissant d'un participant volontaire, le nombre d'unités qu'il a annulées au moment où il a cessé de participer au mécanisme d'échange;

l) s'agissant d'un fournisseur principal, le nombre d'unités qu'il a attribuées, aux termes du paragraphe 7(3), à la variable DtG_{DG} prévue au paragraphe 8(1).

When record made

(3) The record must be made within 15 days after the end of the month in respect of which the information is required to be recorded.

Moment de la consignation

(3) Les renseignements doivent être consignés dans les quinze jours suivant la fin du mois en cause.

Cumulative information

(4) In addition, the record must, for each period that begins on the first day of the compliance period and ends at the end of the month in respect of which the information is required to be recorded under subsection (2), include

(*a*) the number of compliance units referred to in each of paragraphs (2)(*a*) to (*l*);

(*b*) the number of compliance units that the participant created, carried forward, carried back, transferred in trade, received in trade or cancelled, as the case may be; and

(*c*) the balance of the participant's compliance units.

Cumul

(4) Le participant consigne également, pour toute période écoulée depuis le début de la période de conformité jusqu'à la fin de chacun des mois où la consignation prévue au paragraphe (2) est faite :

a) le nombre d'unités de conformité visées à chacun des alinéas (2)*a*) à *l*) pour chacun de ces alinéas;

b) le nombre d'unités de conformité par catégorie, que le participant a créées, reportées, transférées et reçues dans le cadre d'un échange et celles qu'il a annulées;

c) le solde des unités de conformité du participant.

Format

(5) The compliance unit account book must be in a format specified by the Minister. However, if no format is so specified, it may be in any format.

Format

(5) Le livre des unités de conformité est tenu selon le format précisé par le ministre ou autrement si aucun format n'est précisé.

Records for blended fuel

32. (1) A participant who creates a compliance unit under section 13 must make a record of the following information for each batch of the resulting blended fuel:

(*a*) the civic address, if any, and name, if any, of the facility where the blending occurred or, if the blending occurred in a mobile facility, the province where it occurred;

(*b*) the date on which the batch was blended;

(*c*) the volume, expressed in litres, of the liquid petroleum fuel that was blended with the renewable fuel and which of the following types of fuel it was:

(i) finished gasoline,

(ii) unfinished gasoline,

(iii) diesel fuel,

(iv) heating distillate oil, or

Renseignements — mélanges de carburants

32. (1) Le participant qui crée une unité de conformité au titre de l'article 13 consigne les renseignements ci-après pour chaque lot constitué d'un mélange de carburants :

a) les nom et adresse municipale de l'installation, le cas échéant, où s'est fait le mélange ou, dans le cas d'une installation mobile, le nom de la province où a eu lieu ce mélange;

b) la date à laquelle le lot a été mélangé;

c) le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide qui a été mélangé à du carburant renouvelable, et le type de carburant en cause, à savoir :

(i) essence finie,

(ii) essence non finie,

(iii) carburant diesel,

(iv) mazout de chauffage,

(v) another type of liquid petroleum fuel, in which case, the type;

(*d*) the type and volume, expressed in litres, of renewable fuel that was blended with the liquid petroleum fuel and, if known,

(i) the name, civic address and telephone number of the person from whom the renewable fuel was acquired and of the person who produced the renewable fuel, and

(ii) if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel; and

(*e*) the content of renewable fuel in the batch, expressed as per cent by volume.

Records for imported fuel

(2) A participant who creates a compliance unit under section 14 must make a record of the following information for each batch of the imported fuel:

(*a*) the province via which the importation occurred and the port of entry;

(*b*) the date that the batch was imported and, if known, the name, civic address and telephone number of the person from whom the batch was acquired and of the person who produced the batch;

(*c*) the volume, expressed in litres, of the batch and which of the following types of fuel it was:

(i) finished gasoline,

(ii) unfinished gasoline,

(iii) diesel fuel,

(iv) heating distillate oil, or

(v) another type of liquid petroleum fuel, in which case, the type;

(*d*) for the renewable fuel in the batch,

(i) the type of renewable fuel,

(ii) the volume, expressed in litres, of the renewable fuel, and

(iii) if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel and the country of origin of that renewable fuel; and

(*e*) the content of renewable fuel in the batch, expressed as per cent by volume.

Records for high-renewable-content fuel

(3) A participant who creates a compliance unit under section 13 or 14 must make a record of the following information for each batch of high-renewable-content fuel that resulted from blending or was imported, as the case may be:

(*a*) information that establishes that the batch was

(i) sold in Canada for use as fuel in a combustion device and was identified as being high-renewable-content fuel on the fuel dispensing device that dispensed the batch or in a document provided to the consumer of the batch, or

(ii) used in Canada by the participant as fuel in a combustion device;

(*b*) the type of combustion device, namely, a diesel engine, a domestic-type burner, a spark-ignition engine, a boiler, a furnace or other type; and

(v) tout autre type de carburant à base de pétrole liquide, auquel cas, celui-ci est précisé;

d) le type de carburant renouvelable mélangé au carburant à base de pétrole liquide et son volume, exprimé en litres, ainsi que, s'ils sont connus, les renseignements suivants :

(i) les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne de laquelle le carburant renouvelable a été acquis et de celle qui l'a produit,

(ii) si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à produire le carburant renouvelable;

e) le contenu de carburant renouvelable dans le lot, exprimé en pourcentage volumique.

Renseignements — carburants importés

(2) Le participant qui crée une unité de conformité au titre de l'article 14 consigne les renseignements ci-après pour chaque lot de carburant importé :

a) la province dans laquelle l'importation a lieu et le point d'entrée;

b) la date d'importation du lot et, s'ils sont connus, les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne de laquelle le lot a été acquis et de celle qui l'a produit;

c) le volume du lot, exprimé en litres, et le type de carburant en cause, à savoir :

(i) essence finie,

(ii) essence non finie,

(iii) carburant diesel,

(iv) mazout de chauffage,

(v) tout autre type de carburant à base de pétrole liquide, auquel cas, celui-ci est précisé;

d) relativement au carburant renouvelable contenu dans le lot :

(i) le type dont il s'agit,

(ii) le volume, exprimé en litres,

(iii) si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire et le pays d'origine de ce carburant renouvelable;

e) le contenu de carburant renouvelable dans le lot, exprimé en pourcentage volumique.

Renseignements — carburant à haute teneur en carburant renouvelable

(3) Le participant qui crée une unité de conformité au titre des articles 13 ou 14 consigne les renseignements ci-après pour chaque lot de carburant à haute teneur en carburant renouvelable provenant d'un lot mélangé ou d'un lot importé, selon le cas :

a) ceux permettant d'établir que le lot a été :

(i) soit vendu au Canada pour alimenter un appareil à combustion et identifié comme étant du carburant à haute teneur en carburant renouvelable sur le dispositif fournissant le lot ou dans des documents fournis au consommateur de ce lot,

(ii) soit utilisé au Canada, par le participant, comme carburant dans un appareil à combustion;

b) le type d'appareil à combustion en cause parmi les types suivants : moteur diesel, brûleur domestique, moteur à allumage par bougies, chaudière, générateur d'air chaud ou tout autre type;

(*c*) the civic address of each facility to which the batch was delivered to be dispensed into a fuel tank of a combustion device and the date of that delivery.

c) l'adresse municipale de chaque installation à laquelle le lot a été livré pour alimenter un réservoir d'un appareil à combustion et la date de la livraison.

Records for biocrude as feedstock

(4) A participant who creates a compliance unit under section 15 must, once per month, make a record that contains the following information related to the use of biocrude as feedstock during the previous month:

(*a*) the civic address and name, if any, of the production facility; and

(*b*) for each of type of biocrude so used

(i) the month and year of that use,

(ii) the volume, expressed in litres,

(iii) the name of each person from whom the biocrude was acquired, if any,

(iv) the name of each person who produced the biocrude, if known, and

(v) if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the biocrude and the country of origin of that biocrude.

Renseignements — matière première de biobrut

(4) Le participant qui crée une unité de conformité au titre de l'article 15 consigne, une fois par mois, les renseignements ci-après liés à l'utilisation du biobrut comme matière première au cours du mois précédent :

a) l'adresse municipale et, le cas échéant, le nom de l'installation de production;

b) pour chaque type de biobrut utilisé :

(i) le mois et l'année de l'utilisation,

(ii) le volume, exprimé en litres,

(iii) le nom de chaque personne de laquelle le biobrut a été acquis, le cas échéant,

(iv) s'il est connu, le nom de toute personne qui a produit le biobrut,

(v) si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à produire le biobrut et le pays d'origine du biobrut.

Records for neat renewable fuel

(5) A participant who creates a compliance unit under section 16 must make a record of the following information for the batch of neat renewable fuel in question:

(*a*) information that establishes that the batch was

(i) sold in Canada for use as fuel in a combustion device and was identified as being neat renewable fuel on the fuel dispensing device that dispensed the batch or in a document provided to the consumer of the batch, or

(ii) used in Canada by the participant as a fuel in a combustion device;

(*b*) the type of combustion device, namely, a diesel engine, a domestic-type burner, a spark-ignition engine, a boiler, a furnace or other type;

(*c*) the type of neat renewable fuel and the volume, expressed in litres, of the batch;

(*d*) the date on which the batch was so sold or used;

(*e*) the name and the civic address of the neat renewable fuel consumer in respect of the batch;

(*f*) the civic address of each facility where the neat renewable fuel was dispensed into the fuel tank of the combustion device;

(*g*) the name, civic address and telephone number of the person, if any, from whom the neat renewable fuel was acquired and of the person who produced the neat renewable fuel, if known; and

(*h*) if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the neat renewable fuel.

Renseignements — carburant renouvelable pur

(5) Le participant qui crée une unité de conformité au titre de l'article 16 consigne les renseignements ci-après pour le lot de carburant renouvelable pur en cause :

a) ceux permettant d'établir que le lot a été :

(i) soit vendu au Canada pour alimenter un appareil à combustion et identifié comme étant du carburant renouvelable pur sur le dispositif fournissant le lot ou dans des documents fournis au consommateur de ce lot,

(ii) soit utilisé au Canada, par le participant, comme carburant dans un appareil à combustion;

b) le type d'appareil à combustion en cause parmi les types suivants : moteur diesel, brûleur domestique, moteur à allumage par bougies, chaudière, générateur d'air chaud ou tout autre type;

c) le type de carburant renouvelable pur et le volume du lot, exprimé en litres;

d) la date à laquelle le lot a été vendu ou utilisé;

e) les nom et adresse municipale du consommateur de carburant renouvelable pur de ce lot;

f) l'adresse municipale de chaque installation où un appareil à combustion a été alimenté en carburant renouvelable pur;

g) les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne de laquelle le carburant renouvelable pur a été acquis, le cas échéant, et de celle qui l'a produit, s'ils sont connus;

h) si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire.

Records for trades

(6) For each trade, a participant who transfers in trade, or receives in trade, compliance units must record the following information:

(*a*) the name of the primary supplier who received compliance units in trade;

(*b*) the name of the other participant who transferred the compliance units in trade to the participant;

Renseignements sur les échanges

(6) Le participant qui échange des unités de conformité consigne les renseignements suivants pour chaque échange :

a) le nom du fournisseur principal qui a reçu les unités de conformité dans le cadre de l'échange;

b) le nom de l'autre participant qui a transféré les unités de conformité au participant dans le cadre de l'échange;

(*c*) the date of the trade and the compliance period in respect of which the trade is made;

(*d*) the number of gasoline compliance units traded, if any; and

(*e*) the number of distillate compliance units traded, if any.

c) la date de l'échange et la période de conformité relativement à laquelle cet échange a lieu;

d) le nombre d'unités de conformité visant l'essence échangées, le cas échéant;

e) le nombre d'unités de conformité visant le distillat échangées, le cas échéant.

Record re section 19

(7) Within 15 days after the end of each month during a compliance period, a primary supplier must make a record of the number calculated in accordance with subsection 19(1) or (2), as the case may be, for that month.

Renseignements — article 19

(7) Dans les quinze jours suivant la fin de chaque mois compris dans une période de conformité donnée, le fournisseur principal consigne le résultat du calcul effectué conformément aux paragraphes 19(1) ou (2), selon le cas, pour le mois en cause.

Records for exports

(8) For each batch of renewable fuel, or of liquid petroleum fuel that has renewable fuel content, that is exported by a participant or by one of their affiliates who is not a participant, the participant must make a record of

(*a*) the province from which the batch was exported;

(*b*) which of the following types of fuel was exported:

(i) renewable fuel, in which case, the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce that renewable fuel,

(ii) finished gasoline,

(iii) unfinished gasoline,

(iv) diesel fuel,

(v) heating distillate oil, or

(vi) another type of liquid petroleum fuel, in which case, the type; and

(*c*) the volume, expressed in litres, of the batch of renewable fuel or of the renewable fuel content in the batch, as the case may be.

Renseignements — carburants exportés

(8) Pour chaque lot de carburant renouvelable ou de carburant à base de pétrole liquide contenant du carburant renouvelable que le participant ou l'un de ses affiliés non participant exporte, le participant consigne les renseignements ci-après :

a) la province de laquelle le lot a été exporté;

b) le type de carburant en cause, à savoir :

(i) carburant renouvelable, auquel cas celui-ci est précisé, et si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(ii) essence finie,

(iii) essence non finie,

(iv) carburant diesel,

(v) mazout de chauffage,

(vi) tout autre type de carburant à base de pétrole liquide, auquel cas celui-ci est précisé;

c) le volume, exprimé en litres, du lot de carburant renouvelable ou de carburant renouvelable que contient le lot, selon le cas.

Documents establishing renewable fuel

(9) A person who creates a compliance unit based on a litre of renewable fuel must have documentation that establishes that the fuel is renewable fuel as defined in subsection 1(1).

Documents à l'appui — carburant renouvelable

(9) La personne qui crée une unité de conformité sur la base d'un litre de carburant renouvelable doit posséder les documents permettant d'établir qu'il s'agit de carburant renouvelable au sens du paragraphe 1(1).

Documents establishing biocrude

(10) A person who creates a compliance unit based on a volume of biocrude must have documentation that establishes

(*a*) in the case of biocrude other than triglyceride-derived biocrude, that it is biocrude as defined in subsection 1(1); and

(*b*) in the case of triglyceride-derived biocrude, that it is triglyceride-derived biocrude as defined in subsection 1(1).

Documents à l'appui — biobrut

(10) La personne qui crée une unité de conformité sur la base d'un volume de biobrut doit posséder les documents permettant d'établir qu'il s'agit :

a) soit de biobrut autre que le biobrut issu de la triglycéride, au sens du paragraphe 1(1);

b) soit de biobrut issu de la triglycéride, au sens du paragraphe 1(1).

Annual report

33. For each compliance period in respect of which a compliance unit is created, carried forward, carried back, transferred in trade, received in trade, or cancelled by a participant, the participant must, on or before April 15 following the end of the compliance period, send a report to the Minister that contains the information set out in schedule 5 for the compliance period.

Rapport annuel

33. Pour chaque période de conformité où une unité de conformité est créée, reportée, reçue ou transférée dans le cadre d'un échange, ou annulée par le participant, ce dernier doit transmettre au ministre un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 5, au plus tard le 15 avril suivant la fin de la période de conformité en cause.

PRODUCERS OR IMPORTERS OF RENEWABLE FUEL

PRODUCTEURS OU IMPORTATEURS DE CARBURANT RENOUVELABLE

Registration

34. (1) A producer in, or an importer into, Canada of renewable fuel must register by sending to

Enregistrement

34. (1) Le producteur ou l'importateur, au Canada, de carburant renouvelable doit s'enregistrer en

the Minister a registration report that contains the information set out in Schedule 6 at least one day before they produce or import, or produce and import combined, their 400th m^3 of renewable fuel during any period of 12 consecutive months in a gasoline compliance period.

transmettant au ministre le rapport d'enregistrement comportant les renseignements énumérés à l'annexe 6 au plus tard le jour avant de produire, d'importer ou ces deux activités combinées, 400 m^3 de carburant renouvelable au cours de toute période de douze mois consécutifs comprise dans une période de conformité donnée.

Change of information

(2) If the information provided in the registration report — other than the information referred to in item 1 of Schedule 6 — changes, the producer or importer must send a notice to the Minister that provides the updated information no later than five days after the change.

(2) En cas de modification des renseignements — autres que ceux visés à l'article 1 de l'annexe 6 — fournis dans le rapport d'enregistrement, le producteur ou l'importateur doit transmettre au ministre un avis indiquant la mise à jour dans les cinq jours suivant la modification.

Modification des renseignements

Record-keeping

(3) The producer or importer must — for each batch of renewable fuel that they produce in, import into, or sell in, Canada during a gasoline compliance period — make a record of the following information:

(*a*) the type of renewable fuel;

(*b*) if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel;

(*c*) the volume of the batch, expressed in litres;

(*d*) for a batch produced, the civic address of the facility at which it was produced and the date or dates on which they dispatched the batch from that facility or sent the batch to a fuel dispensing device within that facility;

(*e*) for a batch imported, the province via which importation occurs, the date of importation of the batch and its country of origin;

(*f*) the date of sale, if any, of the batch and the name of the person to whom it was sold;

(*g*) whether the batch of renewable fuel is to be exported and, if so

(i) in the case that the fuel is sold by the producer or the importer prior to its exportation, the province in which the fuel was located when ownership to the fuel was transferred, and

(ii) in any other case, the province via which the exportation is to occur; and

(*h*) if known, whether the batch of renewable fuel is to be blended with liquid petroleum fuel at a facility in Canada and, if so, the name of the person, or persons, who is to own the resulting blended fuel and the civic address of the facility.

Renseignements à consigner

(3) Le producteur ou l'importateur consigne les renseignements ci-après, pour chaque lot de carburant renouvelable qu'il importe, produit ou vend au Canada au cours d'une période de conformité visant l'essence :

a) le type de carburant renouvelable en cause;

b) si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire;

c) le volume du lot, exprimé en litres;

d) s'il s'agit d'un lot produit, l'adresse municipale de l'installation à laquelle le lot a été produit et la ou les dates de son expédition à partir de celle-ci ou à partir d'un dispositif fournissant le carburant à cette installation;

e) s'il s'agit d'un lot importé, la province dans laquelle il a été importé, la date de l'importation et le pays d'origine;

f) la date de la vente du lot, le cas échéant, et le nom de la personne à qui il a été vendu;

g) si le lot de carburant renouvelable doit être exporté, et, le cas échéant :

(i) s'il est vendu par le producteur ou l'importateur avant son exportation, la province dans laquelle le carburant se trouvait quand la propriété de ce carburant a été transférée,

(ii) dans les autres cas, la province à partir de laquelle l'exportation a lieu;

h) le cas échéant et si l'information est connue, le fait que le lot de carburant renouvelable est destiné à être mélangé à du carburant à base de pétrole liquide dans une installation au Canada, le nom de la ou des personnes qui seront propriétaires du mélange de carburant qui en résulte et l'adresse municipale de l'installation en cause.

Annual report

(4) For each gasoline compliance period during which the producer or importer produces or imports renewable fuel, they must, on or before February 15 following the end of the compliance period, send a report to the Minister that contains the information set out in Schedule 7 for the gasoline compliance period.

(4) Pour chaque période de conformité visant l'essence au cours de laquelle le producteur ou l'importateur produit ou importe du carburant renouvelable, il doit transmettre au ministre un rapport comportant les renseignements énumérés à l'annexe 7, au plus tard le 15 février suivant la fin de la période de conformité visant l'essence en cause.

Rapport annuel

REGISTRANTS

PERSONNES TENUES DE S'ENREGISTRER

Report on measurement methods

35. (1) A person who sends a registration report must send to the Minister a report on measurement methods, signed by an authorized official, that contains the information set out in Schedule 8 on or before the day on which they send the registration

35. (1) Toute personne qui transmet un rapport d'enregistrement en application du présent règlement doit transmettre au ministre le rapport sur les méthodes de mesure comportant les renseignements énumérés à l'annexe 8, signé par l'agent autorisé,

Rapport sur les méthodes de mesure

report. The report must provide that information for each facility, and for each province via which importation occurs, that is, or is to be, identified in the registration report.

Change of information

(2) If the information provided in the report on measurement methods — other than the information reported under item 1 of Schedule 8 — changes, the person must send a notice to the Minister that provides the updated information no later than five days after the change.

au plus tard le jour de la transmission du rapport d'enregistrement. Ce rapport comporte des renseignements sur chacune des installations et chacune des provinces d'importation, qui est ou sera mentionnée dans son rapport d'enregistrement.

Modification des renseignements

(2) En cas de modification des renseignements — autres que ceux visés à l'article 1 de l'annexe 8 — fournis dans le rapport sur les méthodes de mesure, la personne doit transmettre au ministre un avis indiquant la mise à jour dans les cinq jours suivant la modification.

SELLERS OF FUEL FOR EXPORT

VENDEURS DE CARBURANT DESTINÉ À L'EXPORTATION

Record-keeping

36. (1) A person other than a participant, or a producer or importer of renewable fuel, who, during a gasoline compliance period, sells for export a batch of renewable fuel, or of liquid petroleum fuel that has renewable fuel content, must record

(*a*) which of the following types of fuel was so sold:

(i) renewable fuel, in which case, the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce that renewable fuel,

(ii) finished gasoline,

(iii) unfinished gasoline,

(iv) diesel fuel,

(v) heating distillate oil, or

(vi) another type of liquid petroleum fuel, in which case, the type; and

(*b*) the volume, expressed in litres, of the batch of renewable fuel or of the renewable fuel content in the batch of liquid petroleum fuel, as the case may be.

Consignation

36. (1) Toute personne, autre qu'un participant, ou un importateur ou un producteur de carburant renouvelable, qui, durant une période de conformité visant l'essence donnée, vend pour exportation un lot de carburant renouvelable ou un lot de carburant à base de pétrole liquide contenant du carburant renouvelable, consigne les renseignements ci-après, pour chaque lot :

a) le type de carburant en cause, à savoir :

(i) carburant renouvelable, auquel cas celui-ci est précisé, de même que, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(ii) essence finie,

(iii) essence non finie,

(iv) carburant diesel,

(v) mazout de chauffage,

(vi) tout autre type de carburant à base de pétrole liquide, auquel cas celui-ci est précisé;

b) le volume du lot de carburant renouvelable ou celui du carburant renouvelable contenu dans le lot de carburant à base de pétrole liquide, selon le cas, exprimé en litres.

Annual report

(2) For each gasoline compliance period during which the person sold for export a batch referred to in subsection (1), they must, on or before February 15 following the end of the compliance period, send a report to the Minister that contains the following information for the compliance period, for each type of renewable fuel and for each province in which the fuel was located when ownership of the fuel was transferred:

(*a*) the volume, expressed in litres, of renewable fuel sold for export, for each type, if known, of renewable fuel feedstock; and

(*b*) the volume, expressed in litres, of renewable fuel content in each type of liquid petroleum fuel sold for export, for each type of renewable fuel.

Rapport annuel

(2) Pour chacune des périodes de conformité visant l'essence durant lesquelles la personne a vendu un lot visé au paragraphe (1) pour exportation, elle doit transmettre au ministre, au plus tard le 15 février suivant la fin de la période de conformité en cause, un rapport comportant les renseignements ci-après à l'égard de cette période de conformité, pour chaque type de carburant renouvelable et pour chaque province dans laquelle le carburant se trouvait quand la propriété de ce carburant a été transférée :

a) le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable vendu pour exportation, par type de matière première de carburant renouvelable, si l'information est connue;

b) le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable contenu dans chaque type de carburant à base de pétrole liquide qui a été vendu pour exportation, par type de carburant renouvelable.

Non-application

(3) Subsections (1) and (2) do not apply to a person who, during a gasoline compliance period, sells for export less than 1000 m^3 of renewable fuel or of liquid petroleum fuel that has renewable fuel content.

Non-application

(3) Les paragraphes (1) et (2) ne s'appliquent pas à la personne qui, au cours d'une période de conformité visant l'essence, vend pour exportation moins de 1 000 m^3 de carburant renouvelable ou de carburant à base de pétrole liquide contenant du carburant renouvelable.

RECORD-MAKING AND RETENTION OF INFORMATION

When records made

37. Except as otherwise provided for in these Regulations, records must be made as soon as practicable but no later than 15 days after the information to be recorded became available.

Retention of records

38. (1) A person who is required to make a record or send a report or notice, under these Regulations, must keep the record or a copy of the report or notice, as well as any supporting documents that relate to the information contained in that record or copy, for at least five years after they make it. The record or copy must be kept at the person's principal place of business in Canada or at any other place in Canada where it can be inspected. If the record or copy is kept at one of those other places, the person must provide the Minister with the civic address of that other place.

Supporting documents

(2) Every participant must keep supporting documents evidencing the information recorded under section 31 in its compliance unit account book and recorded under sections 29 and 32, including, without being limited to,

(*a*) data and calculations of volumes recorded;

(*b*) dated metered-values, bills of lading, invoices, sales receipts, records of payment and records of transactions for gasoline, diesel fuel, heating distillate oil, renewable fuel and biocrude that are used, blended, sold, imported, or acquired from or transferred to another fuel supplier or facility; and

(*c*) dated contracts, records of transfer, invoices, records of payment and agreements for transfers of gasoline, diesel fuel, heating distillate oil, renewable fuel, biocrude and compliance units.

CONSIGNATION ET CONSERVATION DES RENSEIGNEMENTS

Moment de la consignation

37. (3) Sauf disposition contraire du présent règlement, tout renseignement doit être consigné dès que possible, et au plus tard 15 jours suivant le moment où il est accessible.

Conservation des renseignements

38. (1) Toute personne tenue de consigner des renseignements ou de transmettre un rapport ou un avis en application du présent règlement doit conserver les renseignements en cause et la copie du rapport et de l'avis, ainsi que tout document à l'appui, pendant au moins cinq ans suivant la date de la consignation des renseignements. Les renseignements et les copies sont conservés à l'établissement principal de la personne, au Canada, ou en tout autre lieu au Canada où ils peuvent être examinés. Dans ce dernier cas, la personne informe le ministre de l'adresse municipale du lieu.

Documents à l'appui

(2) Tout participant doit conserver les documents à l'appui des renseignements consignés au titre de l'article 31 dans le livre des unités de conformité et de ceux consignés au titre des articles 29 et 32, notamment :

a) les données et calculs relatifs aux volumes consignés;

b) les quantités mesurées, lettres de transport, factures, récépissés, relevés de paiement et relevés d'opération datés visant l'essence, le carburant diesel, le mazout de chauffage, le carburant renouvelable et le biobrut utilisés, mélangés, vendus, importés, acquis auprès d'un autre fournisseur de carburant ou transférés à celui-ci ou d'une installation à une autre;

c) les contrats, relevés de transfert, factures, relevés de paiement et ententes datés relatifs au transfert d'essence, de carburant diesel, de mazout de chauffage, de carburant renouvelable, de biobrut et des unités de conformité.

COMING INTO FORCE

Registration

39. (1) Subject to subsections (2) and (3), these Regulations come into force on the day on which they are registered.

Gasoline requirements and trading system

(2) Subsection 5(1), sections 6 and 7, subsection 8(1), sections 12 to 25 and 28 to 33, subsections 34(3) and (4) and section 36 come into force on September 1, 2010.

Distillate requirements

(3) Subsections 5(2) and 8(2) come into force on a day to be fixed by amendment to this subsection.

ENTRÉE EN VIGUEUR

Enregistrement

39. (1) Sous réserve des paragraphes (2) et (3), le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

Exigences visant l'essence et mécanisme d'échange

(2) Le paragraphe 5(1), les articles 6 et 7, le paragraphe 8(1), les articles 12 à 25 et 28 à 33, les paragraphes 34(3) et (4) et l'article 36 entrent en vigueur le 1er septembre 2010.

Exigences visant le distillat

(3) Les paragraphes 5(2) et 8(2) entrent en vigueur à la date fixée par une modification au présent paragraphe.

SCHEDULE 1
(Subsection 9(1))

REGISTRATION REPORT — INFORMATION REQUIRED FROM A PRIMARY SUPPLIER

1. Information respecting the primary supplier:

(*a*) their name and civic address;

(*b*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of their authorized official; and

ANNEXE 1
(paragraphe 9(1))

RAPPORT D'ENREGISTREMENT — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR PAR LE FOURNISSEUR PRINCIPAL

1. Renseignements sur le fournisseur principal :

a) ses nom et adresse municipale;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;

(*c*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2. For each production facility at which the primary supplier produces gasoline, diesel fuel or heating distillate oil, the civic address and name, if any, of the facility.

3. For each production facility at which the primary supplier produced, and for each province via which they imported, during the calendar year before the calendar year in which the report is sent, any of the following fuels, the volume, expressed in litres, so produced or imported of:

(*a*) finished gasoline;

(*b*) unfinished gasoline;

(*c*) diesel fuel; and

(*d*) heating distillate oil.

4. For each use, export or transit described in any of paragraphs 6(4)(*a*) to (*i*) of these Regulations, during the calendar year before the calendar year in which the report is sent, the volume, expressed in litres, of each of gasoline, diesel fuel and heating distillate oil, if known,

(*a*) produced at each of the primary supplier's production facilities; and

(*b*) that they imported, for each province via which importation occurred.

5. The information required under Schedule 2 other than that required under its item 1.

SCHEDULE 2
(Subsection 11(1))

REGISTRATION REPORT — INFORMATION REQUIRED FROM A PARTICIPANT

1. Information respecting the participant:

(*a*) their name and civic address;

(*b*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of their authorized official; and

(*c*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2. For each non-mobile facility in Canada at which renewable fuel is blended with a liquid petroleum fuel and the resulting blended fuel is owned, in whole or in part, by the participant, the following information:

(*a*) the civic address and name, if any, of the facility;

(*b*) for each type of liquid petroleum fuel with which a renewable fuel was blended — during the calendar year before the calendar year in which the report is sent — at the facility to result in liquid petroleum fuel other than high-renewable-content fuel

(i) the volume, expressed in litres, if known, of the liquid petroleum fuel with which the renewable fuel was blended,

(ii) the volume, expressed in litres, if known, of the renewable fuel blended,

(iii) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel, and

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si elle diffère de l'agent autorisé.

2. L'adresse municipale et, le cas échéant, le nom de chaque installation de production où le fournisseur principal produit de l'essence, du carburant diesel ou du mazout de chauffage.

3. Les volumes des carburants ci-après, exprimés en litres, produits ou importés par le fournisseur principal au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis, par installation de production et par province dans laquelle il les a importés :

a) l'essence finie;

b) l'essence non finie;

c) le carburant diesel;

d) le mazout de chauffage.

4. Pour chaque utilisation, exportation et transit visés à l'un ou l'autre des alinéas 6(4)*a*) à *i*) du présent règlement, effectués au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis, les volumes d'essence, de diesel et de mazout de chauffage, exprimés en litres, s'ils sont connus :

a) produits, par installation de production du fournisseur principal;

b) importés, par province dans laquelle il les a importés.

5. Les renseignements exigés à l'annexe 2, sauf à son article 1.

ANNEXE 2
(paragraphe 11(1))

RAPPORT D'ENREGISTREMENT — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR PAR LE PARTICIPANT

1. Renseignements sur le participant :

a) ses nom et adresse municipale;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de l'agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si elle diffère de l'agent autorisé.

2. Pour chaque installation fixe au Canada où sont mélangés du carburant renouvelable avec du carburant à base de pétrole liquide, lorsque le participant est le propriétaire, en tout ou en partie, du mélange résultant, les renseignements suivants :

a) l'adresse municipale de l'installation et, le cas échéant, son nom;

b) pour chaque type de carburant à base de pétrole liquide avec lequel du carburant renouvelable est mélangé — au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis — à l'installation et où le carburant résultant est du carburant à base de pétrole liquide autre que du carburant à haute teneur en carburant renouvelable :

(i) s'il est connu, le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide avec lequel le carburant renouvelable est mélangé,

(ii) s'il est connu, le volume du carburant renouvelable mélangé, exprimé en litres,

(iv) a description of the primary use of the products that resulted from the blending; and

(*c*) for each type of liquid petroleum fuel with which a renewable fuel was blended — during the calendar year before the calendar year in which the report is sent — at the facility to result in high-renewable-content fuel

(i) the volume, expressed in litres, if known, of the liquid petroleum fuel with which the renewable fuel was blended,

(ii) the volume, expressed in litres, if known, of the renewable fuel blended,

(iii) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel, and

(iv) a description of the primary use of the products that resulted from the blending.

3. For each fleet of mobile facilities in Canada in which renewable fuel is blended with a liquid petroleum fuel and the resulting blended fuel is owned, in whole or in part, by the participant, the following information:

(*a*) the type and number of mobile facilities;

(*b*) the province, or provinces, where the blending occurs; and

(*c*) for each type of liquid petroleum fuel with which a renewable fuel was blended in one or more of the fleet's mobile facilities during the calendar year before the calendar year in which the report is sent

(i) the volume, expressed in litres, if known, of the liquid petroleum fuel with which the renewable fuel was blended,

(ii) the volume, expressed in litres, if known, of the renewable fuel blended,

(iii) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel, and

(iv) a description of the primary use of the products that resulted from the blending.

4. For each facility in Canada at which biocrude is used by the participant as feedstock to produce liquid petroleum fuel, the following information:

(*a*) the civic address and name, if any, of the facility, and

(*b*) for each type of biocrude used by the participant as feedstock at the facility during the calendar year before the calendar year in which the report is sent

(i) if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the biocrude,

(ii) the volume, expressed in litres, if known, of biocrude used, and

(iii) a description of the primary use of the products produced at the facility.

5. For each province via which the participant imported — during the calendar year before the calendar year in which the report is sent — liquid petroleum fuel with renewable fuel content, and for each type of liquid petroleum fuel imported, the following information:

(*a*) the volume, expressed in litres, if known, of the liquid petroleum fuel imported;

(iii) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(iv) une description de l'utilisation principale des produits résultant du mélange;

c) pour chaque type de carburant à base de pétrole liquide avec lequel du carburant renouvelable est mélangé — au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis — à l'installation et où le carburant résultant est du carburant à haute teneur en carburant renouvelable :

(i) s'il est connu, le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide avec lequel le carburant renouvelable est mélangé,

(ii) s'il est connu, le volume de carburant renouvelable mélangé, exprimé en litres,

(iii) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(iv) une description de l'utilisation principale des produits résultant du mélange.

3. Pour chaque parc d'installations mobiles au Canada où du carburant renouvelable et du carburant à base de pétrole liquide sont mélangés, lorsque le participant est le propriétaire, en tout ou en partie, du mélange résultant, les renseignements suivants :

a) le type et le nombre de ces installations;

b) la ou les provinces où a lieu le mélange;

c) pour chaque type de carburant à base de pétrole liquide avec lequel du carburant renouvelable est mélangé — au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis — dans une ou plusieurs installations mobiles composant le parc :

(i) s'il est connu, le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide avec lequel le carburant renouvelable est mélangé,

(ii) s'il est connu, le volume de carburant renouvelable mélangé, exprimé en litres,

(iii) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(iv) une description de l'utilisation principale des produits résultant du mélange.

4. Pour chaque installation au Canada où le participant utilise du biobrut comme matière première pour produire du carburant à base de pétrole liquide, les renseignements ci-après :

a) l'adresse municipale de l'installation et, le cas échéant, son nom;

b) pour chaque type de biobrut qu'utilise le participant comme matière première à l'installation, au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis :

(i) si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à produire le biobrut,

(ii) s'il est connu, le volume de biobrut utilisé, exprimé en litres,

(iii) une description de l'utilisation principale des produits dont la production a lieu à l'installation.

5. Pour chaque province où le participant a importé du carburant à base de pétrole liquide contenant du carburant renouvelable et pour chaque type de carburant à base de pétrole liquide importé, au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis :

a) s'il est connu, le volume de carburant à base de pétrole liquide importé, exprimé en litres;

(*b*) the volume, expressed in litres, if known, of renewable fuel in the liquid petroleum fuel imported;

(*c*) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce that renewable fuel and the country of origin of that renewable fuel; and

(*d*) a description of the primary use of the products imported.

6. If, during the calendar year before the calendar year in which the report is sent, the participant sold neat renewable fuel in Canada to a neat renewable fuel consumer for use as fuel in a combustion device, or used neat renewable fuel in Canada as fuel in a combustion device, for each type of neat renewable fuel, the following information:

(*a*) if known, the total volume, expressed in litres, so sold or used and the volume, expressed in litres, by each type of renewable fuel feedstock that was used to produce that neat renewable fuel; and

(*b*) if known, the type of combustion device in which the neat renewable fuel was so used, namely, a diesel engine, a domestic-type burner, a spark-ignition engine, a boiler, a furnace or other type.

7. The volume, expressed in litres, of renewable fuel or biocrude in Canada, as the case may be, owned by the participant as of the last day of the month before the report is sent.

8. The civic address, or addresses, at which records, copies of reports or notices, and any supporting documents required under these Regulations are kept.

SCHEDULE 3
(Subsection 28(2))

AUDITOR'S REPORT — INFORMATION REQUIRED

1. The name, civic address and telephone number of the participant or of the producer or importer of renewable fuel.

2. The name, civic address, telephone number and qualifications of the auditor and, if any, the auditor's fax number and e-mail address.

3. The procedures followed by the auditor to assess the validity of the information sent under these Regulations and a statement of the auditor's opinion as to whether, as the case may be, the participant's, the producer's or the importer's practices and procedures were appropriate to ensure, and demonstrate, compliance with these Regulations.

4. A statement by the auditor that they have assessed whether the participant, producer or importer, as the case may be, has determined volumes in accordance with the information on measurement methods that the participant, producer or importer sent under section 35 of these Regulations.

5. For primary suppliers, the auditor's assessment of whether the primary supplier has determined

(*a*) the volume of their gasoline pool and of their distillate pool in accordance with section 6 of these Regulations; and

(*b*) the volume of renewable fuel in their gasoline pool and in their distillate pool in accordance with section 8 of these Regulations.

b) s'il est connu, le volume de carburant renouvelable que contient le carburant importé, exprimé en litres;

c) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, son pays d'origine et chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire;

d) la description de l'utilisation principale des produits importés.

6. Si, au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis, le participant a vendu, au Canada, du carburant renouvelable pur à un consommateur de carburant renouvelable pur pour alimenter un appareil à combustion ou s'il a utilisé ce carburant au Canada pour alimenter un tel appareil, pour chaque type de ce carburant, les renseignements suivants :

a) s'ils sont connus, le volume total de carburant vendu ou utilisé, exprimé en litres, et le volume, exprimé en litres, par type de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire;

b) s'il est connu, le type d'appareil à combustion dans lequel le carburant renouvelable pur a été utilisé parmi les types suivants : moteur diesel, brûleur domestique, moteur à allumage par bougies, chaudière, générateur d'air chaud ou tout autre type.

7. Les volumes de carburant renouvelable et de biobrut au Canada appartenant au participant le dernier jour du mois précédant celui où le rapport est transmis.

8. Les adresses municipales des lieux où sont conservés les renseignements, les copies de rapports et d'avis, ainsi que tout document à l'appui exigés par le présent règlement.

ANNEXE 3
(paragraphe 28(2))

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

1. Les nom, adresse municipale et numéro de téléphone du participant, du producteur ou de l'importateur de carburant renouvelable.

2. Les nom, adresse municipale, numéro de téléphone et titres de compétence du vérificateur, et, le cas échéant, son numéro de télécopieur et son adresse électronique.

3. Les procédures utilisées par le vérificateur pour déterminer la validité des renseignements transmis en application du présent règlement et une attestation portant qu'à son avis, les pratiques et procédures du participant ou de la personne lui permettent de se conformer au présent règlement et d'en faire la preuve.

4. Une attestation du vérificateur portant que celui-ci a évalué si les volumes ont été déterminés par le participant, le producteur ou l'importateur conformément aux renseignements sur les méthodes de mesure qu'ils ont transmis en application de l'article 35 du présent règlement.

5. Dans le cas du fournisseur principal, l'évaluation du vérificateur indiquant que le fournisseur principal a établi :

a) le volume de ses stocks d'essence et de distillat conformément à l'article 6 du présent règlement;

b) le volume de carburant renouvelable dans ses stocks d'essence et de distillat conformément à l'article 8 du présent règlement.

6. (1) For participants, a statement by the auditor that the auditor has reviewed

(*a*) all the participant's documentation in respect of their transfers in trade or receipt in trade of compliance units; and

(*b*) the participant's compliance unit account book.

(2) The auditor's assessment of whether entries in the participant's compliance unit account book are evidenced by the other records and documents required under these Regulations.

7. The auditor's assessment of the extent to which the participant, producer or importer, as the case may be, has complied with these Regulations in respect of the gasoline compliance period or distillate compliance period, as the case may be.

8. A description by the auditor of the nature and date, if the auditor is able to determine the date, of any inaccuracy in the participant's, the producer's or the importer's records, as the case may be, and of any other deviation from the requirements of these Regulations by the participant, producer or importer.

SCHEDULE 4
(Section 30)

ANNUAL REPORT — INFORMATION REQUIRED FROM A PRIMARY SUPPLIER

1. Information respecting the primary supplier:

(*a*) their name and civic address;

(*b*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of their authorized official; and

(*c*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2. The volume, expressed in litres, of their gasoline pool and the value of each of the descriptions set out in subsection 8(1) of these Regulations.

3. The volume, expressed in litres

(*a*) in the case of the first gasoline compliance period, in their distillate pool determined using the pre-distillate compliance period as if it were the distillate compliance period; and

(*b*) in any other case, of their distillate pool.

4. The value of each of the descriptions set out in subsection 8(2) of these Regulations.

5. For each production facility and for each province via which importation occurred, the volume, expressed in litres, other than any volume referred to in paragraphs 6(*a*) and (*b*), of the following fuels produced at the facility or imported:

(*a*) finished gasoline;

(*b*) unfinished gasoline;

(*c*) diesel fuel; and

(*d*) heating distillate oil.

6. For each fuel described in any of paragraphs 6(4)(*a*) to (*i*) of these Regulations

(*a*) the sum, expressed in litres, of the volumes subtracted under subsection 6(4) of these Regulations of each of gasoline, diesel fuel and heating distillate oil

6. (1) Dans le cas du participant, une attestation du vérificateur portant que celui-ci a examiné :

a) l'ensemble des documents du participant relatifs aux unités de conformité transférées ou reçues dans le cadre d'un échange;

b) le livre des unités de conformité du participant.

(2) L'évaluation du vérificateur indiquant que les inscriptions dans le livre des unités de conformité du participant sont étayées par les autres renseignements et documents à l'appui exigés par le présent règlement.

7. L'évaluation du vérificateur indiquant dans quelle mesure le participant, le producteur ou l'importateur, selon le cas, s'est conformé au présent règlement relativement à la période de conformité visant l'essence ou à la période de conformité visant le distillat, selon le cas.

8. Une description par le vérificateur de la nature et la date, si elle peut être déterminée, de toute inexactitude relevée dans les renseignements du participant, du producteur ou de l'importateur, selon le cas, et de tout autre manquement de leur part aux exigences du présent règlement.

ANNEXE 4
(article 30)

RAPPORT ANNUEL – RENSEIGNEMENTS À FOURNIR PAR LE FOURNISSEUR PRINCIPAL

1. Renseignements sur le fournisseur principal :

a) ses nom et adresse municipale;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si elle diffère de l'agent autorisé.

2. Le volume, exprimé en litres, des stocks d'essence et la valeur de chaque variable précisée dans la formule énoncée au paragraphe 8(1) du présent règlement.

3. Le volume, exprimé en litres :

a) s'agissant de la première période de conformité visant l'essence, que le fournisseur principal a dans ses stocks de distillat déterminé sur la base de la période précédant la période de conformité visant le distillat comme s'il s'agissait d'une période de conformité visant le distillat;

b) dans les autres cas, de ses stocks de distillat.

4. La valeur de chaque variable précisée dans la formule énoncée au paragraphe 8(2) du présent règlement.

5. Pour chaque installation de production et chaque province d'importation, le volume, exprimé en litres, des carburants ci-après produits à l'installation ou importés, autres que ceux visés aux alinéas 6*a*) et *b*) :

a) l'essence finie;

b) l'essence non finie;

c) le carburant diesel;

d) le mazout de chauffage.

6. Pour chaque carburant visé aux alinéas 6(4)*a*) à *i*) du présent règlement :

a) la somme des volumes ci-après, exprimés en litres, soustraits en application du paragraphe 6(4) du présent règlement pour l'essence, le carburant diesel et le mazout de chauffage respectivement :

(i) for each production facility, and

(i) for each province via which importation occurred; and

(*b*) the sum of the sums obtained under subparagraphs (*a*)(i) and (ii).

SCHEDULE 5
(Section 33)

ANNUAL REPORT — INFORMATION REQUIRED FROM A PARTICIPANT

1. Information respecting the participant:

(*a*) their name and civic address;

(*b*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of their authorized official; and

(*c*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2. For each non-mobile facility in Canada at which the participant created a compliance unit by blending renewable fuel with a liquid petroleum fuel, the following information:

(*a*) the civic address and name, if any, of the facility;

(*b*) for each type of liquid petroleum fuel with which a renewable fuel was blended at the facility to result in liquid petroleum fuel other than high-renewable-content fuel

(i) the volume, expressed in litres, of the liquid petroleum fuel with which the renewable fuel was blended,

(ii) the volume, expressed in litres, of the renewable fuel blended,

(iii) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce that renewable fuel, and

(iv) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units that were created under section 13 of these Regulations; and

(*c*) for each type of liquid petroleum fuel with which a renewable fuel was blended at the facility to result in high-renewable-content fuel

(i) the volume, expressed in litres, of the liquid petroleum fuel with which the renewable fuel was blended,

(ii) the volume, expressed in litres, of the renewable fuel blended,

(iii) the volumetrically-weighted average of renewable fuel content in the resulting high-renewable-content fuel, expressed as volume per cent,

(iv) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce that renewable fuel, and

(v) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units that were created under section 13 of these Regulations.

(i) par installation de production,

(ii) par province dans laquelle l'importation a lieu;

b) la somme des sommes obtenues en application des sous-alinéas *a*)(i) et (ii).

ANNEXE 5
(article 33)

RAPPORT ANNUEL — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR PAR LE PARTICIPANT

1. Renseignements sur le participant :

a) ses nom et adresse municipale;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si elle diffère de l'agent autorisé.

2. Pour chaque installation fixe au Canada où le participant a créé une unité de conformité par suite du mélange de carburant renouvelable à du carburant à base de pétrole liquide :

a) l'adresse municipale de l'installation et, le cas échéant, son nom;

b) pour chaque type de carburant à base de pétrole liquide auquel du carburant renouvelable a été mélangé à l'installation et où le carburant résultant est un carburant à base de pétrole liquide autre qu'un carburant à haute teneur en carburant renouvelable :

(i) le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide avec lequel le carburant renouvelable est mélangé,

(ii) le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable mélangé,

(iii) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(iv) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été créées en application de l'article 13 du présent règlement;

c) pour chaque type de carburant à base de pétrole liquide auquel du carburant renouvelable a été mélangé à l'installation et où le carburant résultant est un carburant à haute teneur en carburant renouvelable :

(i) le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide avec lequel le carburant renouvelable est mélangé,

(ii) le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable mélangé,

(iii) la moyenne volumétrique pondérée de la teneur en carburant renouvelable du carburant à haute teneur en carburant renouvelable résultant, exprimée en pourcentage par volume,

(iv) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(v) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été créées en application de l'article 13 du présent règlement.

3. For each province in which the participant created a compliance unit by blending renewable fuel with liquid petroleum fuel in a mobile facility that is part of a fleet, the following information:

(*a*) the type and number of those mobile facilities;

(*b*) the province, or provinces, where the blending occurred; and

(*c*) for each type of liquid petroleum fuel with which a renewable fuel was blended to result in liquid petroleum fuel other than high-renewable-content fuel

(i) the volume, expressed in litres, of the liquid petroleum fuel with which the renewable fuel was blended,

(ii) the volume, expressed in litres, of the renewable fuel blended,

(iii) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce that renewable fuel, and

(iv) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units that were created under section 13 of these Regulations; and

(*d*) for each type of liquid petroleum fuel with which a renewable fuel was so blended to result in high-renewable-content fuel

(i) the volume, expressed in litres, of the liquid petroleum fuel with which the renewable fuel was blended,

(ii) the volume, expressed in litres, of the renewable fuel blended,

(iii) the volumetrically-weighted average of renewable fuel content in the resulting high-renewable-content fuel, expressed as volume per cent,

(iv) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce that renewable fuel, and

(v) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units that were created under section 13 of these Regulations.

4. For each province in which the participant created a compliance unit by importing a batch of liquid petroleum fuel with renewable fuel content, the following information:

(*a*) for each type of liquid petroleum fuel other than high-renewable-content fuel that was imported,

(i) the volume, expressed in litres, of the liquid petroleum fuel imported,

(ii) the volume, expressed in litres, of the renewable fuel in the batch imported,

(iii) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel and the country of origin of that renewable fuel, and

(iv) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units that were created under section 14 of these Regulations; and

(*b*) for each type of high-renewable-content fuel imported,

(i) the volume, expressed in litres, of the liquid petroleum fuel imported,

(ii) the volume, expressed in litres, of the renewable fuel in the batch imported,

(iii) the volumetrically-weighted average of renewable fuel content in the imported high-renewable-content fuel, expressed as volume per cent,

3. Pour chaque province où le participant a créé une unité de conformité par suite du mélange de carburant renouvelable à du carburant à base de pétrole liquide dans une installation mobile comprise dans un parc :

a) les type et nombre d'installations mobiles;

b) la ou les provinces où a lieu le mélange;

c) pour chaque type de carburant à base de pétrole liquide auquel du carburant renouvelable a été mélangé et où le carburant résultant est un carburant à base de pétrole liquide autre que du carburant à haute teneur en carburant renouvelable :

(i) le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide avec lequel le carburant renouvelable est mélangé,

(ii) le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable mélangé,

(iii) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(iv) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été créées en application de l'article 13 du présent règlement;

d) pour chaque type de carburant à base de pétrole liquide auquel du carburant renouvelable a été mélangé à l'installation et où le mélange résultant est un carburant à haute teneur en carburant renouvelable :

(i) le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide avec lequel le carburant renouvelable est mélangé,

(ii) le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable mélangé,

(iii) la moyenne volumétrique pondérée de la teneur en carburant renouvelable du carburant à haute teneur en carburant renouvelable résultant, exprimée en pourcentage par volume,

(iv) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(v) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été créées en application de l'article 13 du présent règlement.

4. Pour chaque province où le participant a créé une unité de conformité par suite de l'importation d'un lot de carburant à base de pétrole liquide contenant du carburant renouvelable :

a) par type de carburant à base de pétrole liquide importé autre que du carburant à haute teneur en carburant renouvelable :

(i) le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide importé,

(ii) le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable dans le lot importé,

(iii) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, son pays d'origine et chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(iv) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été créées en application de l'article 14 du présent règlement;

b) pour chaque type de carburant à haute teneur en carburant renouvelable importé :

(i) le volume, exprimé en litres, de carburant à base de pétrole liquide importé,

(ii) le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable dans le lot importé,

(iii) la moyenne volumétrique pondérée de la teneur en carburant renouvelable du carburant à haute teneur en carburant renouvelable importé, exprimée en pourcentage par volume,

(iv) the type of renewable fuel and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel and the country of origin of that renewable fuel, and

(v) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units that were created under section 14 of these Regulations.

5. For each production facility in Canada at which the participant created a compliance unit by using biocrude as feedstock, and for each type of biocrude, the following information:

(*a*) the civic address and name, if any, of the facility;

(*b*) the volume, expressed in litres, of biocrude used as feedstock and, if known, by each country of origin of that biocrude; and

(*c*) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units created under section 15 of these Regulations.

6. For each facility in Canada at which the participant created a compliance unit by using neat renewable fuel, and for each province in which the participant created a compliance unit by selling neat renewable fuel to a neat fuel consumer, the following information:

(*a*) the civic address and name, if any, of the facility, or the province, as the case may be;

(*b*) the volume, expressed in litres, of neat renewable fuel sold to each neat renewable fuel consumer, the name of the neat renewable fuel consumer and, if known, each type of combustion device in which the neat renewable fuel was used as fuel;

(*c*) the volume, expressed in litres, of neat renewable fuel used as fuel by the participant and, if known, by each type of combustion device in which the neat renewable fuel was so used; and

(*d*) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units created under section 16 of these Regulations.

7. For each other participant from whom the participant received compliance units in trade, the name of that other participant and the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units so received during the trading period in respect of the compliance period.

8. For each primary supplier to whom the participant transferred compliance units in trade, the name of that primary supplier and the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units so transferred in trade during the trading period in respect of the compliance period.

9. (1) The number of gasoline compliance units and of distillate compliance units, if any, that were, in respect of a compliance period

(*a*) carried forward into the next compliance period;

(*b*) carried forward into the compliance period from the preceding compliance period;

(*c*) carried back into the compliance period; and

(*d*) carried back from the compliance period into the preceding compliance period.

(2) In addition, for the first distillate compliance period, the number of distillate compliance units carried forward into that period, if any.

(iv) le type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, son pays d'origine et chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire,

(v) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été créées en application de l'article 14 du présent règlement.

5. Pour chaque installation de production au Canada où le participant a créé une unité de conformité par suite de l'utilisation du biobrut comme matière première et pour chaque type de biobrut :

a) l'adresse municipale de l'installation et, le cas échéant, son nom;

b) le volume, exprimé en litres, utilisé comme matière première et, si l'information est connue, par pays d'origine;

c) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été créées en application de l'article 15 du présent règlement.

6. Pour chaque installation au Canada où le participant a créé une unité de conformité par l'utilisation de carburant renouvelable pur et pour chaque province où il a créé une unité de conformité pour la vente de carburant renouvelable pur à un consommateur de carburant renouvelable pur :

a) l'adresse municipale de l'installation et, le cas échéant, son nom, ou la province, selon le cas;

b) le volume de carburant renouvelable pur, exprimé en litres, vendu à chaque consommateur de carburant renouvelable pur, le nom de ce consommateur et, si l'information est connue, le type d'appareil à combustion dans lequel le carburant renouvelable pur a été utilisé comme carburant;

c) le volume de carburant renouvelable pur, exprimé en litres, utilisé par le participant et, si l'information est connue, par type d'appareil à combustion dans lequel le carburant renouvelable pur a été utilisé comme carburant;

d) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été créées en application de l'article 16 du présent règlement.

7. Pour chaque autre participant duquel le participant a reçu des unités de conformité dans le cadre d'un échange, le nom de cet autre participant et le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été reçues par ce dernier pendant la période d'échange liée à la période de conformité en cause.

8. Pour chaque fournisseur principal auquel le participant a transféré des unités de conformité dans le cadre d'un échange, leur nom et le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui leur ont été transférées pendant la période d'échange liée à la période de conformité en cause.

9. (1) Le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat, le cas échéant, qui ont fait l'objet de l'une des mesures suivantes à l'égard d'une période de conformité donnée :

a) report à la période de conformité suivante;

b) report à la période de conformité en cause de la période précédente;

c) report à la période de conformité en cause de la période suivante;

d) report à la période de conformité précédente.

(2) De plus, dans le cas de la première période de conformité visant le distillat, le nombre d'unités de conformité visant le distillat reportées à cette période, le cas échéant.

10. The number of gasoline compliance units and of distillate compliance units, if any, cancelled

(*a*) under subsection 25(1) of these Regulations due to the primary supplier having carried back compliance units; and

(*b*) under paragraph 11(3)(*c*) of these Regulations due to the elective participant withdrawing from the trading system.

11. For each province from which the participant, or one of their affiliates who is not a participant, exported a liquid petroleum fuel with renewable fuel content

(*a*) the volume, expressed in litres, exported, by type of liquid petroleum fuel;

(*b*) in the case of exported diesel fuel and heating distillate oil, the volume, expressed in litres, of renewable fuel contained in those fuels, by each type of renewable fuel and by each type of renewable fuel feedstock, if known, that was used to produce that renewable fuel;

(*c*) in the case of exported liquid petroleum fuel other than diesel fuel and heating distillate oil, the volume, expressed in litres, of renewable fuel contained in that fuel, by each type of renewable fuel and by each type of renewable fuel feedstock, if known, that was used to produce that renewable fuel; and

(*d*) the number of gasoline compliance units and of distillate compliance units cancelled under subsection 25(2) of these Regulations.

12. If the participant is a primary supplier, for each month during the compliance period

(*a*) the number of gasoline compliance units owned by the primary supplier at the end of the month and the number calculated in accordance with subsection 19(1) of these Regulations; and

(*b*) the number of distillate compliance units owned by the primary supplier at the end of the month and the number calculated in accordance with subsection 19(2) of these Regulations.

13. The number of gasoline compliance units and of distillate compliance units owned by the participant at the end of the trading period in respect of the compliance period.

14. The following information by each type of renewable fuel and biocrude and by each province in which the acquisition or transfer took place:

(*a*) the name of any person from whom the participant acquired, in Canada, renewable fuel or biocrude during the compliance period and the volume, expressed in litres, of that fuel or biocrude so acquired from each person;

(*b*) the name of any person to whom the participant transferred, in Canada, ownership of renewable fuel or biocrude during the compliance period and the volume, expressed in litres, of that fuel or biocrude so transferred to each person; and

(*c*) the volume, expressed in litres, of renewable fuel and of biocrude, in Canada, owned by the participant at the end of the compliance period.

SCHEDULE 6
(Subsection 34(1))

REGISTRATION REPORT — INFORMATION REQUIRED FROM A PRODUCER OR IMPORTER OF RENEWABLE FUEL

1. Information respecting the producer or importer:

(*a*) their name and civic address;

10. Le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été annulées, le cas échéant :

a) par le report à une période antérieure des unités de conformité par le fournisseur principal en application du paragraphe 25(1) du présent règlement;

b) par le retrait du participant volontaire en vertu de l'alinéa 11(3)*c*) du présent règlement.

11. Pour chaque province d'où le participant — ou l'un de ses affiliés qui n'est pas un participant — a exporté du carburant à base de pétrole liquide qui contient du carburant renouvelable :

a) le volume exporté, exprimé en litres, par type de carburant à base de pétrole liquide;

b) s'agissant de carburant diesel et de mazout de chauffage exportés, le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable que contiennent ces carburants, par type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, par type de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire;

c) s'agissant de carburant à base de pétrole liquide exporté — autre que du carburant diesel ou du mazout de chauffage — le volume, exprimé en litres, de carburant renouvelable que contient ce carburant, par type de carburant renouvelable et, si l'information est connue, par type de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire;

d) le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat qui ont été annulées en application du paragraphe 25(2) du présent règlement.

12. Dans le cas où le participant est un fournisseur principal, pour chaque mois durant la période de conformité :

a) le nombre d'unités de conformité visant l'essence lui appartenant à la fin du mois et le résultat du calcul effectué conformément au paragraphe 19(1) du présent règlement;

b) le nombre d'unités de conformité visant le distillat lui appartenant à la fin du mois et le résultat du calcul effectué conformément au paragraphe 19(2) du présent règlement.

13. Le nombre d'unités de conformité visant l'essence et de celles visant le distillat appartenant au participant à la fin de la période d'échange liée à la période de conformité en cause.

14. Les renseignements suivants par type de carburant renouvelable et de biobrut, et par province dans laquelle l'acquisition ou le transfert a eu lieu :

a) le nom de toute personne, le cas échéant, auprès de laquelle le participant a acquis au Canada du carburant renouvelable ou du biobrut au cours de la période de conformité, et le volume, exprimé en litres, acquis de chaque personne;

b) le nom de toute personne, le cas échéant, à laquelle le participant a transféré la propriété au Canada du carburant renouvelable ou du biobrut au cours de la période de conformité et le volume, en litres, de ce carburant ou biobrut transféré à chaque personne;

c) les volumes, exprimés en litres, de carburant renouvelable ou de biobrut, au Canada, appartenant au participant à la fin de la période de conformité.

ANNEXE 6
(paragraphe 34(1))

RAPPORT D'ENREGISTREMENT — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR PAR LE PRODUCTEUR OU L'IMPORTATEUR DE CARBURANT RENOUVELABLE

1. Renseignements sur le producteur ou l'importateur :

a) ses nom et adresse municipale;

(*b*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of their authorized official; and

(*c*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2. For each facility in Canada at which the producer produces renewable fuel

(*a*) the civic address and name, if any, of each facility;

(*b*) the type of renewable fuel produced and each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel; and

(*c*) the volume, expressed in litres, if known, of each type of renewable fuel produced during the calendar year before the calendar year in which the report is sent.

3. For each province via which the importer imports renewable fuel

(*a*) the type of renewable fuel imported and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce the renewable fuel and the country of origin of that renewable fuel; and

(*b*) the volume, expressed in litres, if known, of each type of renewable fuel imported during the calendar year before the calendar year in which the report is sent.

4. The civic address, or addresses, at which records, copies of reports or notices, and any supporting documents required under these Regulations are kept.

SCHEDULE 7
(Subsection 34(4))

ANNUAL REPORT — INFORMATION REQUIRED FROM A PRODUCER OR IMPORTER OF RENEWABLE FUEL

1. Information respecting the producer or importer:

(*a*) their name and civic address;

(*b*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of their authorized official; and

(*c*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2. For each facility in Canada at which renewable fuel was produced and for each province via which renewable fuel was imported, the volume, expressed in litres, of each type of renewable fuel produced or imported during the gasoline compliance period and, if known, each type of renewable fuel feedstock that was used to produce it and, if imported, the country of origin of that renewable fuel.

3. For each province in which the producer or importer, during the gasoline compliance period, sold — or produced, or imported, for export — renewable fuel and for each type of renewable fuel and for each type of renewable fuel feedstock, the volume, expressed in litres,

(*a*) sold;

(*b*) sold for blending at another facility in Canada, if known;

(*c*) sold for export; and

(*d*) produced, or imported, for export.

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si elle diffère de l'agent autorisé.

2. Pour chaque installation au Canada où le producteur produit du carburant renouvelable :

a) l'adresse municipale de l'installation et, le cas échéant, son nom;

b) le type de carburant renouvelable produit et chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire;

c) s'il est connu, le volume, exprimé en litres, de chaque type de carburant renouvelable produit au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis.

3. Pour chaque province où l'importateur importe du carburant renouvelable :

a) le type de carburant renouvelable importé et, si l'information est connue, son pays d'origine et chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire;

b) s'il est connu, le volume, exprimé en litres, de chaque type de carburant renouvelable qui a été importé au cours de l'année civile précédant celle où le rapport est transmis.

4. Les adresses municipales des lieux où sont conservés les renseignements, les copies de rapports et d'avis, ainsi que tout document à l'appui exigés par le présent règlement.

ANNEXE 7
(paragraphe 34(4))

RAPPORT ANNUEL — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR PAR LE PRODUCTEUR OU L'IMPORTATEUR DE CARBURANT RENOUVELABLE

1. Renseignements sur le producteur ou l'importateur :

a) ses nom et adresse municipale;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si elle diffère de l'agent autorisé.

2. Pour chaque installation au Canada où du carburant renouvelable a été produit et pour chaque province où ce carburant a été importé, le volume, exprimé en litres, de chaque type de carburant renouvelable produit ou importé au cours de la période de conformité visant l'essence et, si l'information est connue, chacun des types de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire et le pays d'origine du carburant renouvelable s'il est importé.

3. Pour chaque province où un producteur ou un importateur, au cours de la période de conformité visant l'essence, a vendu — ou produit ou importé pour exportation — du carburant renouvelable pour chaque type de carburant renouvelable et pour chaque type de matière première de carburant renouvelable ayant servi à le produire, les volumes ci-après, exprimés en litres :

a) ceux vendus;

b) ceux vendus en vue d'un mélange dans une autre installation au Canada, s'ils sont connus;

4. The name of each person to whom renewable fuel referred to in paragraphs 3(*a*) to (*c*) was sold and the volume, expressed in litres, so sold, for each province in which the fuel was located when ownership of the fuel was transferred.

SCHEDULE 8
(Subsection 35(1))

REPORT ON MEASUREMENT METHODS — INFORMATION REQUIRED

1. Information respecting the person:

(*a*) their name and civic address;

(*b*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of their authorized official; and

(*c*) the name, title, civic and postal addresses, telephone number and, if any, e-mail address and fax number, of a contact person, if different from the authorized official.

2. For each facility in Canada at which the person is, under these Regulations, to determine a volume of fuel or of biocrude, the civic address, name, if any, and type of the facility.

3. For each province via which the person is to import a volume of fuel

(*a*) the location of each point of entry into Canada within that province;

(*b*) the mode of transportation used for the importation, namely, by cargo tanker, railway car, boat, marine vessel or by another mode of transportation, in which case, that mode; and

(*c*) if, for the purposes of these Regulations, the volume of the batch is to be determined at a facility

(i) in Canada, its civic address, name, if any, and type of the facility, and

(ii) in a country other than Canada, the name of that country and the type of the facility.

4. For each facility referred to in item 2 or paragraph 3(*c*)

(*a*) a description of each point within the facility at which the determination of volume is to be made;

(*b*) a description of how the volume of a batch of fuel is identified at that facility;

(*c*) if the volume is to be determined in accordance with paragraph 4(1)(*a*) of these Regulations,

(i) a description of the measurement device, if any, including the type and manufacturer,

(ii) a statement that the device has been installed and inspected in accordance with the *Weights and Measures Act* and the regulations made under that Act, and

(iii) the frequency of calibration for the device, if any, and the name, civic address and telephone number of the person who last calibrated it, if any;

(*d*) if the volume is to be determined in accordance with paragraph 4(1)(*b*) of these Regulations,

(i) a description of the measurement standard or method that is to be used, including the title and the organization that publishes it, and if known, the published repeatability and the published precision, and,

c) ceux vendus pour exportation;

d) ceux produits ou importés pour exportation.

4. Le nom de chacune des personnes auxquelles le carburant renouvelable mentionné aux alinéas 3*a*) à *c*) a été vendu et le volume, exprimé en litres, qui leur a été vendu, par province dans laquelle le carburant se trouvait quand la propriété de ce carburant a été transférée.

ANNEXE 8
(paragraphe 35(1))

RAPPORT SUR LES MÉTHODES DE MESURE DES VOLUMES — RENSEIGNEMENTS À FOURNIR

1. Renseignements sur la personne :

a) ses nom et adresse municipale;

b) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique de son agent autorisé;

c) les nom, titre, adresses municipale et postale, numéro de téléphone et, le cas échéant, numéro de télécopieur et adresse électronique d'une personne-ressource, si elle diffère de l'agent autorisé.

2. Pour chaque installation au Canada où une personne doit, en application du présent règlement, déterminer un volume de carburant ou de biobrut, l'adresse municipale de l'installation, son nom, le cas échéant, et son type.

3. Pour chaque province dans laquelle une personne doit importer un volume de carburant :

a) les points d'entrée au Canada situés dans la province où a lieu l'importation;

b) le moyen de transport ayant servi à l'importation parmi les types suivants : camion-citerne, wagon-citerne, bateau, navire, ou tout autre moyen de transport, auquel cas, celui-ci est précisé;

c) si le volume du lot doit être déterminé, en application du présent règlement, à une installation :

(i) au Canada, l'adresse municipale de celle-ci, son nom, le cas échéant, et son type,

(ii) dans tout autre pays, le nom du pays et le type d'installation.

4. Pour chaque installation mentionnée à l'article 2 ou à l'alinéa 3*c*) :

a) une description de chaque endroit précis à l'installation où la détermination du volume doit être effectuée;

b) une description de la façon d'identifier le volume d'un lot de carburant;

c) si le volume doit être déterminé conformément à l'alinéa 4(1)*a*) du présent règlement :

(i) une description de l'instrument de mesure, le cas échéant, y compris son type et son fabricant,

(ii) une mention que l'instrument a été installé et inspecté conformément à la *Loi sur les poids et mesures* et à ses règlements,

(iii) la fréquence de la calibration de l'instrument, le cas échéant, ainsi que les nom, adresse municipale et numéro de téléphone de la personne qui l'a calibré la dernière fois, le cas échéant;

d) si le volume doit être déterminé conformément à l'alinéa 4(1)*b*) du présent règlement :

(i) une description de la méthode ou de la norme devant être utilisée, y compris son titre et le nom de l'organisation qui l'a publiée, ainsi que la répétabilité et la précision de la méthode selon le document publié,

(ii) the number, page or other identifier of the measurement standard or method in the American Petroleum Institute's *Manual of Petroleum Measurement Standards*;

(*e*) if the volume is to be determined in accordance with subsection 4(2) of these Regulations,

(i) a detailed explanation as to why no measurement device, standard or method referred to in subsection 4(1) of these Regulations would allow the person to determine the volume in accordance with that subsection, and

(ii) a detailed description of the measurement device, standard or method that the independent person is to use to determine the volume and its repeatability and precision;

(*f*) the temperature to which the volume is to be corrected; and

(*g*) for biocrude, the methodology for measuring and subtracting the water content of the biocrude.

[15-1-o]

(ii) les numéro, page ou autre renseignement renvoyant à la méthode ou à la norme utilisée dans le *Manual of Petroleum Measurement Standards* de l'American Petroleum Institute;

e) si le volume doit être déterminé conformément au paragraphe 4(2) du présent règlement :

(i) une justification détaillée des raisons pour lesquelles aucun instrument, norme ou méthode mentionnés au paragraphe 4(1) du présent règlement ne permet à la personne de déterminer le volume conformément à ce paragraphe,

(ii) une description détaillée de l'instrument, de la norme ou de la méthode que la personne indépendante utilisera pour déterminer le volume ainsi que la répétabilité et la précision;

f) la température à laquelle le volume est corrigé;

g) s'il s'agit de biobrut, la méthode qui sera utilisée pour mesurer l'eau dans le biobrut et l'en soustraire.

[15-1-o]

Tarium Niryutait Marine Protected Areas Regulations

Statutory authority

Oceans Act

Sponsoring department

Department of Fisheries and Oceans

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(*This statement is not part of the Regulations.*)

Executive summary

Issue: The Inuvialuit Settlement Region (ISR), created with the signing of the Inuvialuit Final Agreement (IFA) in 1984, lies within the Canadian Western Arctic region. Comprising a large portion of the ISR, the Beaufort Sea is home to one of the world's largest summering stocks of beluga whales. In 1991, the Beaufort Sea Beluga Management Plan (BSBMP) was developed "to ensure the sustainable management of beluga and beluga habitat, as well as to protect and preserve harvesting traditions central to the Inuvialuit culture." The BSBMP established management zones and provided voluntary guidelines for development activities for each of the management zones. Three areas, zoned as "Zone 1a — Traditional harvesting/concentration areas," are the best known traditional summer concentration areas for the Beaufort Sea beluga. Growing interest in off-shore hydrocarbon exploration and development in and near these three areas has led to concerns that development pressures could override voluntary adherence to existing BSBMP guidelines. A need for an enforceable regulatory mechanism was identified. Following a ten-year consultative process, it was recommended that these three BSBMP Zone 1a areas be designated as federal Marine Protected Areas (MPAs), by regulations, under the *Oceans Act*. Designation of these three areas as federal MPAs would provide the statutory means to ensure sustainable management of the beluga stocks and their habitat, as well as to protect and preserve harvesting traditions central to the Inuvialuit culture which has been traced back over 500 years.

Description: The Regulations under the *Oceans Act* would designate the three Beaufort Sea Beluga Management Plan Zone 1a areas in the Mackenzie River estuary collectively as the Tarium Niryutait Marine Protected Areas; the three areas are individually named as Niaqunnaq, Okeevik and Kittigaryuit. Together, they cover approximately 1 800 km^2. The Regulations will set out general prohibitions to protect beluga and ecosystem components of these areas and allow for some exceptions for specific activities. The Regulations will also establish two management zones within the boundaries of the Tarium Niryutait MPAs: the Primary Protection Zone (99% of

Règlement sur les zones de protection marine de Tarium Niryutait

Fondement législatif

Loi sur les océans

Ministère responsable

Ministère des Pêches et des Océans

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(*Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.*)

Résumé

Question : La région désignée des Inuvialuits (RDI), qui a été créée en vertu de la signature de la Convention définitive des Inuvialuits (CDI) en 1984, est située dans la région ouest de l'Arctique canadien. La mer de Beaufort englobe une vaste partie de la RDI et abrite l'un des plus grands stocks de béluga estivants au monde. En 1991, le Plan de gestion du béluga de la mer de Beaufort (PGBMB) a été élaboré « pour assurer la gestion durable du béluga et de l'habitat du béluga, et pour protéger et préserver les récoltes traditionnelles qui font partie intégrante de la culture des Inuvialuits ». Le PGBMB a établi des zones de gestion ainsi que des directives d'application volontaire touchant les activités de développement pour chacune des zones de gestion. Trois zones, qui constituent la « zone 1a — Zones traditionnelles de récolte/concentration », sont les zones de concentration estivale traditionnelles les plus connues du béluga de la mer de Beaufort. L'intérêt croissant suscité par la prospection et la mise en valeur des hydrocarbures extracôtiers dans ces trois zones et près de celles-ci a fait craindre que les pressions exercées en faveur du développement ne l'emportent sur l'application volontaire des directives existantes du PGBMB. On a constaté la nécessité d'établir un mécanisme de réglementation exécutoire. À la suite d'un processus consultatif d'une durée de dix ans, on a recommandé que ces trois zones constituant la zone 1a du PGBMB soient désignées en tant que zones de protection marines (ZPM) fédérales, par voie de règlement, en vertu de la *Loi sur les océans*. La désignation de ces trois zones en tant que ZPM fédérales fournirait le moyen légal d'assurer la gestion durable des stocks de béluga et de leur habitat, et de protéger et préserver les récoltes traditionnelles faisant partie intégrante de la culture des Inuvialuits, qui remonte à plus de 500 ans.

Description : Le Règlement établi en vertu de la *Loi sur les océans* désignerait collectivement les trois zones constituant la zone 1a du Plan de gestion du béluga de la mer de Beaufort dans l'estuaire du fleuve Mackenzie sous le nom de zones de protection marines de Tarium Niryutait; les trois zones se nomment individuellement Niaqunnaq, Okeevik et Kittigaryuit. Ensemble, elles s'étendent sur une superficie d'environ 1 800 km^2. Le Règlement établira des interdictions générales afin de protéger le béluga et les composantes écosystémiques de ces zones et accordera des exemptions à l'égard de certaines activités. Le Règlement établira en outre deux zones de

the MPAs) and the Special Management Zone (1% of the MPAs).

Cost-benefit statement: There is growing recognition that marine protected areas have a critical role to play in the conservation and protection of marine life and their habitats. Designation will help conserve and protect unique habitat for beluga, waterfowl and seabirds, and anadromous fish. The Tarium Niryutait MPAs will provide for opportunities for research to improve the understanding of the function and interaction of species, communities, and ecosystems, and the impact and results of marine management activities.

The proposed Regulations, with exceptions, would prohibit exploratory and developmental activities in the MPA. There are identified oil and gas discoveries adjacent to the Tarium Niryutait MPAs. The estimated combined value of oil and natural gas discoveries adjacent to the Okeevik and Kittigaryuit proposed MPAs are $5.8 billion and $0.75 billion respectively, which represents a fraction of the total gross estimates for the Mackenzie Delta and Beaufort Sea region of $46–102 billion. The size of these discoveries is of interest because their development could be restricted with the MPA designation out of concern for potential negative environmental impacts. However, alternative technological means for accessing potential hydrocarbon deposits located below the MPA, for example directional drilling, may be considered. Special management measures will be put in place within the Special Management Zone located only within the Okeevik Marine Protected Area and coincident with the marine portions of existing Significant Discovery Licences (SDL). This will allow SDL holders to continue to exercise the rights conferred by these licences.

Costs associated with the development, planning and designation of an MPA is in the range of $600,000 to $1.2 million depending on the complexity of the area to be designated. Similarly, the management and monitoring (post-designation) of an MPA varies between an estimated $100,000 and $200,000 per year.

Business and consumer impacts: Marine Protected Areas are known to attract tourists interested in viewing and experiencing the values for which the areas have been protected. The Tarium Niryutait MPAs will provide additional opportunities for Inuvialuit to participate in small-scale tourism as a means for supplementing hunting activities. Establishment of new small businesses and expansion of existing businesses in support of visitors is a realistic benefit of interest as a result of the newly created Tarium Niryutait MPAs.

Domestic and international coordination and cooperation: The designation of the Tarium Niryutait MPAs would contribute to Canada's commitment to conserve and protect the ecological integrity of marine ecosystems, species, and habitats through a system of marine protected areas, as per the *Oceans Act*. Designation would contribute to meeting Canada's commitments made under Canada's Oceans Strategy and the Department of Fisheries and Oceans (DFO) Sustainable Development Strategy, as well as commitments to international agreements with respect to oceans management, marine conservation and protecting biodiversity.

gestion à l'intérieur des limites des ZPM de Tarium Niryutait : la zone de protection primaire (99 % des ZPM) et la zone de gestion spéciale (1 % des ZPM).

Énoncé des coûts et avantages : On reconnaît de plus en plus que les zones de protection marines ont un rôle crucial à jouer dans la conservation et la protection des espèces marines et de leur habitat. La désignation permettra de conserver et de protéger l'habitat unique du béluga, de la sauvagine et des oiseaux de mer, ainsi que du poisson anadrome. Les ZPM de Tarium Niryutait offriront la possibilité de mener des recherches dans le but de mieux comprendre la fonction et l'interaction des espèces, des communautés et des écosystèmes, ainsi que l'impact et les résultats des activités de gestion marine.

Le règlement proposé interdirait, avec certaines exceptions, les activités exploratoires et de développement dans les ZPM. Des découvertes de pétrole et de gaz ont été faites dans le secteur adjacent aux ZPM de Tarium Niryutait. La valeur combinée estimative des découvertes de pétrole et de gaz naturel faites dans le secteur adjacent aux ZPM d'Okeevik et de Kittigaryuit proposées atteint respectivement 5,8 milliards de dollars et 0,75 milliard de dollars, ce qui représente une fraction des estimations brutes totales de 46 à 102 milliards de dollars pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. L'étendue de ces découvertes présente un intérêt, car leur exploitation pourrait être restreinte par la désignation des ZPM, en raison des impacts négatifs que cela pourrait avoir sur l'environnement. On pourrait toutefois envisager des moyens technologiques de rechange pour avoir accès aux dépôts d'hydrocarbures susceptibles de se trouver sous les ZPM, par exemple le sondage dévié. Les mesures spécial de gestion seront mis en place au sein de la zone spéciale de gestion, situé seulement à l'intérieur de la zone de protection marine Okeevik et coïncidant avec les parties maritimes des licences de découverte importante (LDI) existantes. Cela permettra aux titulaires de LDI de continuer à exercer les droits conférés par ces licences.

Le coût associé à l'établissement, à la planification et à la désignation d'une ZPM est de l'ordre de 600 000 $ à 1,2 million de dollars, selon la complexité du secteur visé par la désignation. De même, les coûts de la gestion et de la surveillance (après désignation) de la ZPM varient entre les montants estimatifs de 100 000 $ et 200 000 $ par année.

Incidences sur les entreprises et les consommateurs : Les zones de protection marines sont connues pour attirer les touristes qui souhaitent observer les valeurs qui ont mené à la protection de ces zones et en faire l'expérience. Les ZPM de Tarium Niryutait offriront aux Inuvialuits des occasions supplémentaires de participer au tourisme à petite échelle afin de compléter leurs activités de chasse. La mise sur pied de nouvelles petites entreprises et l'expansion d'entreprises existantes en vue d'offrir des services aux visiteurs constituent un avantage réaliste intéressant qui découle des ZPM de Tarium Niryutait nouvellement créées.

Coordination et coopération à l'échelle nationale et internationale : La désignation des ZPM de Tarium Niryutait contribuerait au respect par le Canada de son engagement à assurer la conservation et la protection de l'intégrité écologique des écosystèmes, des espèces et des habitats marins, grâce à un réseau de zones de protection marines, conformément à la *Loi sur les océans*. La désignation de ces zones contribuerait au respect par le Canada des engagements qu'il a pris dans le cadre de la Stratégie sur les océans du Canada et de la Stratégie de développement durable du ministère des Pêches et des Océans (MPO), et des engagements liés aux accords internationaux sur la gestion des océans, la conservation des ressources marines et la protection de la biodiversité.

Performance measurement and evaluation plan: Marine Environmental Quality (MEQ) indicators, consistent with ecosystem-based management, will provide a means of determining whether the conservation objectives are being achieved under the Tarium Niryutait MPAs Management Plan. MEQ objectives and indicators will be set for the MPAs within 24 months after designation, focussing on the conservation and protection of beluga whales and other marine species and their habitat. The Management Plan will be reviewed every five years.

Mesures de rendement et plan d'évaluation : Des indicateurs de la qualité du milieu marin (QMM), qui sont conformes à la gestion écosystémique, permettront de déterminer si les objectifs de conservation sont atteints dans le cadre du Plan de gestion des ZPM de Tarium Niryutait. Des objectifs et des indicateurs liés à la QMM seront établis pour les ZPM dans les 24 mois après la désignation; ils mettront l'accent sur la conservation et la protection du béluga et d'autres espèces marines, et de leur habitat. Le Plan de gestion sera examiné tous les cinq ans.

Issue

The Inuvialuit Settlement Region (ISR) lies within the Canadian Western Arctic region. Created with the signing of the Inuvialuit Final Agreement (IFA) in 1984, the ISR covers 906 430 km^2. It includes four distinct geographic regions: the Beaufort Sea, the Mackenzie River Delta, the Yukon North Slope and the Arctic Islands.

The Beaufort Sea marine region has the world's largest summering stock of beluga whales. During the summer, a portion of the Beaufort Sea beluga stock concentrates in the Mackenzie River Estuary, where it is harvested by Inuvialuit from Aklavik, Inuvik and Tuktoyaktuk to cover the basic subsistence needs of residents of these communities. The harvest comes largely from whale concentration areas in Kugmallit Bay, near Kendall Island, Shallow Bay and along the Yukon coast between Tent Island and King Point. The beluga population is recognised as healthy and the harvest as sustainable.

Beluga migrate through areas where oil and gas exploration activities have been underway, and where oil and gas production and transportation activities are proposed for the future. The beluga concentrate in areas where various development activities could affect water regimes, water quality and food availability. Such activities could affect beluga either directly or indirectly, although the likelihood, severity and biological implications of these effects are unknown.

In 1991, the Beaufort Sea Beluga Management Plan (BSBMP) was developed by community Hunter and Trapper Committees, Fisheries Joint Management Committee (FJMC) and DFO to ensure the responsible and effective, long-term management of the beluga resource by the Inuvialuit and Fisheries and Oceans Canada. The specific goals of the BSBMP are to maintain a thriving population of beluga in the Beaufort Sea and to provide for optimum sustainable harvest of beluga by Inuvialuit. The BSBMP divides the Beaufort Sea into four management zones. Zone 1 areas, called traditional harvesting/concentration areas, are considered to be protected areas; they encompass the best known traditional summer concentration areas for the Beaufort Sea beluga stock. Three areas were identified in the BSBMP as Zone 1a: Shallow Bay, east Mackenzie Bay and Kugmallit Bay.

The BSBMP has no regulatory status; it establishes voluntary guidelines for development activities associated with each of the zones. To date, there has been voluntary compliance with these guidelines. However, growing interest in off-shore hydrocarbon exploration and development in the Beaufort Sea over the past

Question

La région désignée des Inuvialuits (RDI) est située dans la région ouest de l'Arctique canadien. Créée en vertu de la signature de la Convention définitive des Inuvialuits (CDI) en 1984, la RDI s'étend sur une superficie de 906 430 km^2. Elle comprend quatre régions géographiques distinctes : la mer de Beaufort, le delta du fleuve Mackenzie, le versant nord du Yukon et les îles de l'Arctique.

La région marine de la mer de Beaufort abrite le plus grand stock de bélugas estivant au monde. Pendant l'été, une partie du stock de bélugas de la mer de Beaufort se concentre dans l'estuaire du fleuve Mackenzie, où les Inuvialuits d'Aklavik, d'Inuvik et de Tuktoyaktuk le récoltent afin de combler les besoins essentiels des résidents de ces communautés. La récolte est en grande partie effectuée dans les zones de concentration des baleines dans la baie Kugmallit, près de l'île Kendall, dans la baie Shallow et le long de la côte du Yukon entre l'île Tent et King Point. Il est reconnu que la population de bélugas est en santé et que la récolte est durable.

Les bélugas qui passent l'été dans cette région traversent des zones où des activités d'exploration pétrolière et gazière ont lieu et où l'on propose d'exécuter des activités de production et de transport de pétrole et de gaz dans l'avenir. Les bélugas se concentrent dans des zones où se déroulent diverses activités de développement qui pourraient influer sur les régimes hydrologiques, la qualité de l'eau et la disponibilité des ressources alimentaires. De telles activités pourraient avoir des effets directs ou indirects sur les bélugas. Toutefois, on n'en connaît ni la probabilité, ni la gravité, ni les répercussions biologiques.

En 1991, le Plan de gestion du béluga de la mer de Beaufort (PGBMB) a été élaboré par des comités de chasseurs et de trappeurs des communautés, le Comité mixte de gestion des pêches (CMGP) et Pêches et Océans Canada (MPO) afin d'assurer une gestion à long terme responsable et efficace de la ressource en bélugas par les Inuvialuits et Pêches et Océans Canada. Les buts particuliers du PGBMB consistent à entretenir une population robuste de bélugas dans la mer de Beaufort et à favoriser une récolte durable optimale de bélugas par les Inuvialuits. Le PGBMB divise la mer de Beaufort en quatre zones de gestion. Les zones constituant la zone 1, appelées zones traditionnelles de récolte/concentration, sont considérées comme des zones protégées; elles englobent les seules zones traditionnelles de concentration estivale connues du stock de bélugas de la mer de Beaufort. Trois zones ont été identifiées dans le PGBMB comme constituant la zone 1a : la baie Shallow, l'est de la baie Mackenzie et la baie Kugmallit.

Le PGBMB n'a aucune valeur réglementaire; il établit des directives d'application volontaire concernant les activités de développement associées à chacune des zones. À ce jour, ces directives ont été mises en application de façon volontaire. Cependant, l'intérêt croissant que suscitent la prospection et la mise en valeur

decade has led to concerns that development pressures may override voluntary adherence to these existing management guidelines. Indian and Northern Affairs Canada (INAC) and the National Energy Board (NEB) have continued to fulfill their mandates with respect to issuing leases and promoting exploration, while the oil and gas sector has continued to invest extensively in exploration in the Mackenzie River Estuary and southern Beaufort Sea outside of the MPA areas.

In order to address these concerns, the three areas zoned as Zone 1a are being proposed as federal Marine Protected Areas, under the *Oceans Act*. Under subsection 35(3) of the *Oceans Act*, the Governor in Council has the authority to make Regulations designating MPAs in order to conserve and protect unique habitats, endangered or threatened marine species and their habitats, commercial and non-commercial fishery resources (including marine mammals) and their habitats, marine areas of high biodiversity or biological productivity, and any other marine resource or habitat requiring special protection. The proposed Tarium Niryutait MPAs Regulations would be designated to conserve and protect unique habitats and commercial and non-commercial fishery resources (including marine mammals) and their habitats.

The designation of the three Zone 1a areas as the Tarium Niryutait Marine Protected Areas, by Regulations under the *Oceans Act* would provide the regulatory mechanism to reduce or eliminate the concern that development pressures might over-ride voluntary adherence to the Beaufort Sea Beluga Management Plan guidelines, while providing opportunities for some activities to occur which do not compromise the conservation objectives of the MPAs.

Objectives

The conservation objective of the Tarium Niryutait MPAs will be to conserve and protect beluga whales and other marine species (anadromous fish, waterfowl and seabirds), their habitats and their supporting ecosystem.

The Tarium Niryutait MPAs would strengthen and complement the BSBMP's objectives to ensure the long-term sustainable management of one of the world's largest summering stocks of beluga whales and their habitat. The proposed MPA would also support harvesting traditions central to the Inuvialuit culture in the communities of Aklavik, Inuvik and Tuktoyaktuk.

Tarium Niryutait MPAs proposed Regulations would prohibit specific activities or classes of activities that could potentially negatively impact beluga or any part of the ecosystem in the areas upon which they depend. Emphasis will be on education and compliance promotion activities. Penalties, as provided for under the *Oceans Act*, will be used as necessary.

Description

Designation

The Regulations would designate three areas in the Mackenzie River Estuary collectively as the Tarium Niryutait Marine Protected Areas. The three areas are individually named Niaqunnaq, Okeevik, and Kittigaryuit. These areas are almost identical to the Zone 1a areas of the Beaufort Sea Beluga Management Plan. Together, these three areas cover approximately 1 800 km^2. They are described in FB36305, and represented in CLSR plan No. 91991,

des hydrocarbures extracôtiers dans la mer de Beaufort depuis la dernière décennie fait craindre que les pressions exercées en faveur du développement ne l'emportent sur l'application volontaire de ces directives de gestion existantes. Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) et l'Office national de l'énergie (ONÉ) ont continué de remplir leurs mandats qui consistent à accorder des baux et à favoriser l'exploration, alors que le secteur pétrolier et gazier a continué d'investir massivement dans des travaux d'exploration menés dans l'estuaire du fleuve Mackenzie et dans la partie sud de la mer de Beaufort à l'extérieur de ces zones.

Afin de donner suite aux craintes à cet égard, on propose de désigner les trois zones constituant la zone 1a en tant que zones de protection marine fédérales, en vertu de la *Loi sur les océans*. Le paragraphe 35(3) de la *Loi sur les océans* autorise le gouverneur en conseil à désigner des ZPM par voie de règlement en vue de la conservation et de la protection des habitats uniques, des espèces marines menacées ou en danger et de leurs habitats, des ressources halieutiques commerciales et non commerciales (y compris les mammifères marins) et de leurs habitats, des zones marines offrant une grande biodiversité ou une productivité biologique élevée et de toute autre ressource marine ou tout autre habitat marin nécessitant une protection spéciale. Le règlement proposé sur les ZPM de Tarium Niryutait assurerait la conservation et la protection des ressources halieutiques commerciales et non commerciales (y compris les mammifères marins) et de leurs habitats.

La désignation des trois zones constituant la zone 1a en tant que zones de protection marines de Tarium Niryutait, par voie de règlement en vertu de la *Loi sur les océans*, fournirait l'instru ment de réglementation requis pour réduire ou éliminer les craintes que les pressions exercées en faveur du développement ne l'emportent sur l'application volontaire des directives du Plan de gestion du béluga de la mer de Beaufort, tout en permettant l'exécution de certaines activités qui ne compromettent pas les objectifs de conservation des ZPM.

Objectifs

L'objectif de conservation des ZPM de Tarium Niryutait consiste à conserver et à protéger les bélugas et les autres espèces marines (poisson anadrome, sauvagine et oiseaux de mer), leurs habitats et l'écosystème dont ils dépendent.

Les ZPM de Tarium Niryutait renforceraient et compléteraient les objectifs du PGBMB, qui consistent à assurer la gestion durable à long terme de l'un des plus grands stocks de bélugas estivants au monde et de son habitat. Les ZPM proposées permettraient également de protéger et de préserver les récoltes traditionnelles qui font partie intégrante de la culture des Inuvialuits des communautés d'Aklavik, d'Inuvik et de Tuktoyaktuk.

Le règlement proposé sur les ZPM de Tarium Niryutait interdirait des activités ou des catégories d'activités particulières qui pourraient avoir des effets négatifs sur les bélugas ou sur toute partie de l'écosystème des zones dont ceux-ci dépendent. Le Règlement mettra l'accent sur l'éducation et sur des activités de promotion de la conformité. Les peines prévues dans la *Loi sur les océans* seront imposées au besoin.

Description

Désignation

Le Règlement désignerait trois zones de l'estuaire du fleuve Mackenzie collectivement en tant que zones de protection marines de Tarium Niryutait. Les trois zones se nomment individuellement Niaqunnaq, Okeevik et Kittigaryuit. Ces zones sont presque identiques à celles qui constituent la zone 1a du Plan de gestion du béluga de la mer de Beaufort. Ensemble, ces trois zones s'étendent sur une superficie d'environ 1 800 km^2. Elles

sheets 1-4, certified on February 19, 2009, and deposited in the Canada Lands Surveys Records (see Appendix 1-4). They can also be accessed online at http://clss.nrcan.gc.ca/plansearch-rechercheplan-eng.php.

Management zones

The Tarium Niryutait MPAs Regulations would establish two management zones within the designated areas:

- the Primary Protection Zone (PPZ), which would comprise 99% of the total MPA area. The Primary Protection Zone would allow the least flexibility with respect to development activities; and
- the Special Management Zone (SMZ), which would comprise 1% of the total MPA area and would be located only within the Okeevik Marine Protected Area to coincide with the marine portions of existing Significant Discovery Licences (SDL) issued by INAC. The Special Management Zone would require special management measures to allow SDL holders to continue to exercise the rights conferred by these licences. Special management measures refer to additional conditions that are placed on exploratory and developmental activities in order for them to qualify as an exception from the general prohibitions. For example, exploratory drilling activities may be considered during ice cover as there are no beluga present in the MPAs at that time.

Prohibitions

The Tarium Niryutait MPAs Regulations would contain general prohibitions against disturbing, damaging or destroying, or removing from the Area, any living marine organism or any part of its habitat; or carrying out any activity — including depositing, discharging or dumping any substance, or causing any substance to be deposited, discharged or dumped — that is likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a living marine organism or any part of its habitat. A seabed depth of 5 m is protected because this is considered the depth of the active biological layer in this sandy loamy area that has a high percentage of ice scour and bottom turnover.

A management plan developed for the MPA will provide further guidance to users on those activities considered acceptable and that remain below this harm threshold.

Exceptions

The Tarium Niryutait MPAs Regulations would allow for certain exceptions to the prohibitions. The exceptions would allow for continued subsistence harvesting. Inuvialuit harvesting is a constitutionally protected right; for this reason, this sustainable activity would continue to be allowed in the Tarium Niryutait MPAs.

Fishing activities, including recreational fishing, would be allowed in the MPA if carried out in accordance with the *Fisheries Act*, its regulations and the Inuvialuit Final Agreement. These requirements are considered sufficient to ensure that these activities will be conducted in a manner consistent with the conservation objectives of the MPA.

Dredging activities would be allowed in the MPA provided they have been recommended to proceed by the process set out

sont décrites dans FB36305, et représentées dans le plan 91991 (CLSR), feuilles 1-4, certifié le 19 février 2009 et déposé dans les Archives d'arpentage des terres du Canada (voir annexe 1-4). Elles peuvent également être consultées en ligne à http://clss.nrcan.gc.ca/plansearch-rechercheplan-fra.php.

Zones de gestion

Le Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait établirait deux zones de gestion dans les zones désignées :

- la zone de protection primaire (ZPP), qui engloberait près de 99 % de la superficie totale de la ZPM. La zone de protection primaire offrirait le moins de flexibilité en ce qui concerne les activités de développement;
- la zone de gestion spéciale (ZPS), qui engloberait 1 % de la superficie totale de la ZPM et serait située uniquement à l'intérieur de la zone de protection marine d'Okeevik de manière à coïncider avec les parties maritimes des licences de découverte importante (LDI) existantes émises par Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC). La zone de gestion spéciale exigerait l'établissement de mesures de gestion spéciales afin de permettre aux détenteurs de LDI de continuer d'exercer les droits que leur confèrent ces licences. Les mesures de gestion spéciales renvoient aux conditions supplémentaires auxquelles les activités d'exploration et de développement doivent satisfaire pour être exemptées des interdictions générales. Par exemple, des activités de forage exploratoire pourraient être envisagées au cours de la période des glaces, car aucun béluga n'est présent dans les ZPM à cette époque de l'année.

Interdictions

Le Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait contiendrait des interdictions générales de perturber, d'endommager, de détruire ou d'enlever tout organisme marin vivant ou toute partie de son habitat situé à l'intérieur de la zone; ou d'exécuter des activités — y compris le dépôt, le déversement ou la vidange de toute substance ou entraînant le dépôt, le déversement ou la vidange de toute substance — qui sont susceptibles de perturber, d'endommager, de détruire ou d'enlever tout organisme marin vivant ou toute partie de son habitat. Le fond marin situé à une profondeur de cinq mètres est protégé parce que l'on considère que c'est la profondeur à laquelle se trouve la couche biologique active dans cette zone sablo-limoneuse qui comporte un taux élevé d'érosion causée par la glace et le déterrement du fond.

L'élaboration d'un plan de gestion de la ZPM fournira aux utilisateurs une orientation supplémentaire sur les activités jugées acceptables et qui demeurent sous ce seuil de dommages.

Exemptions

Le Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait accorderait certaines exemptions aux interdictions. Ces exemptions permettraient de poursuivre la récolte de subsistance. La récolte par les Inuvialuits est un droit protégé par la constitution; c'est pourquoi cette activité durable continuerait d'être permise dans les ZPM de Tarium Niryutait.

Les activités de pêche, y compris la pêche récréative, seraient autorisées dans les ZPM pourvu qu'elles soient exécutées conformément à la *Loi sur les pêches*, à ses règlements d'application et à la Convention définitive des Inuvialuits (CDI). On considère que ces exigences sont suffisantes pour faire en sorte que ces activités soient exécutées conformément aux objectifs de conservation des ZPM.

Les activités de dragage seraient autorisées dans les ZPM pourvu qu'elles aient été examinées et recommandées dans le

under the IFA; are authorized by a competent government authority; are carried out in accordance with the *Navigable Waters Protection Act*, the *Fisheries Act* and their regulations; and do not result in or are not likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a marine mammal.

Scientific research and monitoring activities would be allowed throughout the entire MPA provided they have been recommended to proceed by the process set out under the IFA; are authorized by a competent government authority; are carried out for the purpose of the management of the marine protected area or for monitoring the effectiveness of conservation measures implemented in the area; and are carried out in accordance with the *Fisheries Act* and its regulations.

Some hydrocarbon-related activities would be allowed in the MPA provided they (1) have been recommended to proceed by the process set out under the IFA and are authorized by a competent government authority; (2) do not result in, or are not likely to result in, the disturbance, damage, destruction or removal of a marine mammal; and (3) are conducted in accordance with other environmental legislation such as the *Navigable Waters Protection Act*, the *Species at Risk Act*, the *Fisheries Act*, the *Canadian Environmental Protection Act* and their regulations. Geophysical, exploratory drilling, pipeline construction and decommissioning activities are allowed only when the MPA is ice-covered as there are no beluga present in the MPAs at that time. Additionally, oil and gas production activities as well as exploratory drilling are limited to a special management zone in the Okeevik Marine Protected Area. Hydrocarbon-related activities are allowed, subject to approval, in order to recognize pre-existing rights or to explore for hydrocarbons outside the boundaries of the MPAs.

Any accident that is likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of marine species and their habitats referred to in the general prohibitions of the proposed Regulations would have to be reported within two hours after its occurrence to the Canadian Coast Guard (CCG). Such incidents include but are not limited to collisions with marine mammals, injury to marine mammals, spills or accidental discharges of deleterious substances.

Throughout the MPA, activities for the purpose of public safety, law enforcement, national security, national defence or emergency response are permitted to ensure the safety of Canadians.

Activities that are not prohibited continue to be subject to the existing Environmental Impact Screening Committee process established under the IFA, as well as any other approvals, licences, authorizations and permits that may be required. The Inuvialuit Final Agreement established two co-management bodies to manage environmental assessment and review processes in the Inuvialuit Settlement Region (ISR). These two bodies are the Environmental Impact Screening Committee (EISC) and the Environmental Impact Review Board (EIRB). The EISC screens all development proposals to assess whether there is the potential for significant negative environmental impacts. If so, the proposal is subjected to further review by the EIRB. The EISC process ensures Inuvialuit traditional knowledge is considered as an important part of environmental assessment in the region. The EISC

cadre du processus réglementaire énoncé dans la CDI; qu'elles soient autorisées par une autorité compétente gouvernementale; qu'elles soient exécutées conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables* et à la *Loi sur les pêches* ainsi qu'à leurs règlements d'application; qu'elles n'aient pas pour effet ou qu'elles ne soient pas susceptibles d'avoir pour effet de perturber, d'endommager, de détruire ou d'enlever un mammifère marin.

Les activités de recherche scientifique et de surveillance seraient autorisées dans toutes les ZPM pourvu qu'elles aient été examinées et recommandées dans le cadre du processus réglementaire énoncé dans la CDI; qu'elles soient autorisées par une autorité compétente gouvernementale; qu'elles soient exécutées à des fins de gestion de la zone de protection marine ou de surveillance de l'efficacité des mesures de conservation mises en œuvre dans la zone; qu'elles soient exécutées conformément à la *Loi sur les pêches* et à ses règlements d'application.

Certaines activités liées aux hydrocarbures seraient autorisées dans les ZPM pourvu : (1) qu'elles aient été examinées et recommandées dans le cadre du processus réglementaire énoncé dans la Convention définitive des Inuvialuits (CDI) et qu'elles soient autorisées par une autorité compétente gouvernementale; (2) qu'elles n'aient pas pour effet ou ne soient pas susceptibles d'avoir pour effet de perturber, d'endommager, de détruire ou d'enlever un mammifère marin; (3) qu'elles soient exécutées conformément à d'autres lois sur l'environnement, notamment la *Loi sur la protection des eaux navigable*, la *Loi sur les espèces en péril*, la *Loi sur les pêches*, la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* et leurs règlements d'application. Les activités géophysiques, le forage exploratoire ainsi que la construction et le déclassement de pipelines sont autorisés uniquement lorsque les ZPM sont couvertes de glace, car aucun béluga n'est présent dans les ZPM pendant cette période. De plus, la production pétrolière et gazière ainsi que le forage exploratoire se limitent à une zone de gestion spéciale dans la zone de protection marine d'Okeevik. Les activités liées aux hydrocarbures sont autorisées, à la suite d'une approbation, de sorte à reconnaître les droits préexistants ou en vue de l'exploration d'hydrocarbures à l'extérieur des limites des ZPM.

Tout accident susceptible de perturber, d'endommager, de détruire ou d'enlever des espèces marines et leurs habitats, ainsi qu'il est mentionné dans les interdictions générales du règlement proposé, devrait être signalé à la Garde côtière canadienne (GCC) dans les deux heures après que l'incident a eu lieu. De tels incidents comprennent, mais non de façon limitative, les collisions avec des mammifères marins, les blessures aux mammifères marins, les déversements ou les rejets accidentels de substances nocives.

Partout dans les ZPM, les activités réalisées à des fins de sécurité publique, d'application de la loi, de sécurité nationale, de défense nationale ou d'intervention d'urgence sont autorisées dans le but d'assurer la sécurité des Canadiens.

Les activités non interdites demeurent assujetties au processus existant du Comité d'étude des répercussions environnementales institué en vertu de la Convention définitive des Inuvialuits (CDI), ainsi qu'à toutes les autres approbations, licences et autorisations et à tous les autres permis qui peuvent être requis. Deux organismes de cogestion ont été établis en vertu de la Convention définitive des Inuvialuits en vue de gérer les processus d'évaluation environnementale et d'examen des effets environnementaux dans la région désignée des Inuvialuits (RDI). Ces deux organismes sont le Comité d'étude des répercussions environnementales (CERE) et l'Office d'examen des répercussions environnementales (OERE). Le CERE examine toutes les offres de développement afin de déterminer s'il existe un risque d'impact environnemental négatif important. Si tel est le cas, l'offre

process works to include the advice of other co-management bodies like the Fisheries Joint Management Committee. No licence or approval can be issued by any government regulatory or approval authority until the provisions of the environmental impact screening and review process have been met. Permission to proceed with any proposed development must therefore wait until the Inuvialuit have exercised their legislated right to participate in the impact assessment of the development.

Regulatory and non-regulatory options considered

The option of continuing to rely on voluntary compliance to the guidelines set out by the Beaufort Sea Beluga Management Plan was considered but rejected. Current management mechanisms are not designed to ensure the comprehensive, ecosystem-based and long-term protection that is required for this area.

Other alternatives considered included the assessment of Parks Canada legislation, such as the *Canada National Marine Conservation Areas Act* (National Marine Conservation Areas [NMCA]) and the *Canada National Parks Act* (National Parks), and of Environment Canada legislation, such as the *Canada Wildlife Act* (National Wildlife Areas [NWA] or Marine Wildlife Areas [MWA]) and the *Migratory Birds Convention Act* (Migratory Bird Sanctuaries [MBS]), to determine whether these departments' legislative tools were a better fit than the DFO's *Oceans Act* MPA designation.

The *Oceans Act* was found to be the most appropriate tool for providing the protection and flexibility required for the management of these areas. The primary objectives of NWA, MWA and MBS relate to conservation and protection of habitat only; the *Canada National Marine Conservation Areas Act* requires that all the land, including the sea or lake bed and its subsoil, within a NMCA, be owned by the Crown; that private lands and interests be acquired by negotiated settlement; that term interests be allowed to expire; and that the area be representative of Canada's marine regions. The requirements of the *Canada National Marine Conservation Areas Act* are more complex and restrictive than appropriate under the circumstances.

While the Tarium Niryutait MPAs Regulations provide the primary tool for protecting and conserving marine species and habitats in these areas, the environmental provisions of existing legislation, regulations and policies will also contribute to the objectives of this initiative. Access to the Tarium Niryutait MPAs will be controlled, and activities will be managed through relevant provisions of several acts, including the *Fisheries Act*, the *Coastal Fisheries Protection Act*, the *Species at Risk Act*, the *Coasting Trade Act*, the *Canada Shipping Act (2001)*, and the *Canadian Environmental Assessment Act*, as well as through the provisions in and processes established by the Inuvialuit Final Agreement.

The MPA Management Plan will provide further guidance on the Regulations and will be used to implement a comprehensive set of conservation and management strategies and measures to meet MPA conservation objectives.

concernée est soumise à un examen plus poussé par l'OERE. Le processus du CERE fait en sorte que le savoir traditionnel des Inuvialuits soit considéré comme un élément important de l'évaluation environnementale dans la région. Le processus du CERE vise l'inclusion des conseils d'autres organismes de cogestion tels le Comité mixte de gestion de la pêche. Une autorité de réglementation ou d'approbation du gouvernement ne peut accorder aucun permis ou approbation tant que l'on ne s'est pas conformé aux dispositions des processus d'étude et d'examen des répercussions environnementales. Par conséquent, on ne doit accorder la permission de procéder à un développement proposé qu'après que les Inuvialuits ont exercé leur droit légal de participer à l'évaluation des répercussions de ce développement.

Options réglementaires et non réglementaires considérées

L'option de continuer de s'en remettre à la conformité volontaire aux directives énoncées dans le Plan de gestion du béluga de la mer de Beaufort a été examinée, mais elle a été rejetée. Les mécanismes de gestion actuels ne sont pas conçus pour assurer la protection complète, écosystémique et à long terme qui est nécessaire pour cette zone.

On a examiné d'autres solutions de rechange, notamment l'évaluation des lois de Parcs Canada, telles que la *Loi sur les aires marines nationales de conservation du Canada* (aires marines nationales de conservation [AMNC]) et la *Loi sur les parcs nationaux du Canada* (parcs nationaux), et des lois d'Environnement Canada, telles que la *Loi sur les espèces sauvages au Canada* (réserves nationales de faune [RNF] ou réserves marines d'espèces sauvages [RMES]) et la *Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs* (refuges d'oiseaux migrateurs [ROM]), afin de déterminer si les instruments législatifs de ces ministères convenaient mieux que la désignation de zones de protection marines (ZPM) en vertu de la *Loi sur les océans* du MPO.

La *Loi sur les océans* s'est révélée l'outil le plus pertinent pour assurer la protection et la flexibilité nécessaires à la gestion de ces aires. Les buts premiers des RNF, des RMES et des ROM concernent la conservation et la protection de l'habitat seulement; la *Loi sur les aires marines nationales de conservation du Canada* exige que toutes les terres, incluant le fond de la mer ou des lacs ainsi que leur sous-sol, dans une AMNC appartiennent à l'État; qu'on acquière des terrains et des intérêts privés au moyen de négociations; qu'on laisse les intérêts venir à échéance; que l'aire soit représentative des régions marines du Canada. Les exigences de la *Loi sur les aires marines nationales de conservation du Canada* sont trop complexes et restrictives dans les circonstances.

Le Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait constituera le principal moyen de protéger et de conserver les espèces marines et leur habitat dans ces zones, mais les dispositions des lois, des règlements et des politiques actuels en matière d'environnement contribueront aussi aux objectifs de cette initiative. L'accès aux ZPM de Tarium Niryutait sera contrôlé, et les activités seront gérées en vertu des dispositions pertinentes de plusieurs lois, comme la *Loi sur les pêches*, la *Loi sur la protection des pêcheries côtières*, la *Loi sur les espèces en péril*, la *Loi sur le cabotage*, la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, ainsi qu'en vertu des dispositions et des processus établis dans le cadre de la Convention définitive des Inuvialuits.

Le Plan de gestion des ZPM offrira une orientation supplémentaire en ce qui concerne le Règlement et on y fera appel pour mettre en œuvre un ensemble complet de stratégies et de mesures de conservation et de gestion afin d'atteindre les objectifs de conservation des ZPM.

Benefits and costs

There is growing recognition that marine protected areas have a critical role to play in the conservation and protection of marine life and their habitats. Tarium Niryutait MPAs designation will help to conserve and protect unique habitat for beluga, waterfowl and seabirds and anadromous fish (ascending rivers from the sea for breeding). The MPAs will also provide areas for research to improve the understanding of the function and interaction of species, communities, and ecosystems, and the impact and results of marine management activities.

Experience elsewhere has shown that marine protected areas are known to attract tourists interested in viewing and experiencing the values for which the areas have been protected, whether oceanographic, biological or cultural. Currently, some Inuvialuit participate in small-scale tourism as a means for supplementing hunting activities. Since 88% of the tourists who visit the region do so to view wildlife and nature, there is an opportunity for small tour operators to increase or expand their participation in the tourism industry. Tourism-related activities that stand to benefit as a result of establishment of MPAs range from guided whale watching and sport fishing, to cultural tours, establishment of accommodation facilities (bed and breakfast), sale of arts and crafts (sealskin products, prints, carvings), etc.

Benefits will accrue to air and marine transportation industries on a seasonal basis. Tourism and businesses that support tourism, such as suppliers of fuel, dry goods, building materials, and similar commodities, will see a likely increase in the movement of passengers and freight related directly to them. Measuring the economic values associated with these activities is difficult; however, due to the reluctance of companies to divulge information since there are few active players in the sector, i.e. tourism and marine transportation.

Over a period of 10 years, DFO has invested significant program resources into the MPA planning, consultation and designation process. Designating the Tarium Niryutait MPAs will create a long-term management and administrative responsibility. Ongoing and post-designation resource implications for the Department relate to the administration and management of the MPAs, such as the development and implementation of a management plan, enforcement, surveillance and monitoring of activities, information management and dissemination, and compliance promotion. Agreements with partners such as the FJMC will form the basis of the management framework for the MPAs.

The MPAs are a long-term management responsibility that will require ongoing resource support within DFO. Costs associated with the development, planning and designation of a MPA are in the range of $600,000 to $1.2 million, depending on the complexity of the area to be designated. Similarly, the management and monitoring costs (post designation) of a MPA vary between an estimated $100,000 and $200,000 per year. Departmental management of the MPA will be undertaken through horizontal program delivery consistent with national and regional strategic and business plans where possible. Costs will be managed within the Department's existing budgetary allotments. Costs associated with enforcement activities will be assumed by DFO through existing funding. Supplementary activities such as public awareness and education activities or research may be undertaken in

Avantages et coûts

On reconnaît de plus en plus que les zones de protection marines ont un rôle crucial à jouer dans la conservation et la protection des espèces marines et de leur habitat. La désignation des ZPM de Tarium Niryutait permettra de conserver et de protéger l'habitat unique du béluga, de la sauvagine et des oiseaux de mer ainsi que du poisson anadrome (qui remonte de la mer vers les fleuves pour frayer). Les ZPM offriront en outre des aires où l'on pourra mener des recherches dans le but de mieux comprendre la fonction et l'interaction des espèces, des communautés et des écosystèmes ainsi que l'impact et les résultats des activités de gestion marine.

L'expérience acquise ailleurs révèle que les zones de protection marines sont connues pour attirer les touristes qui souhaitent observer les valeurs qui ont conduit à l'instauration d'une protection, que ce soit pour des motifs océanographiques, biologiques ou culturels, et en faire l'expérience. À l'heure actuelle, certains Inuvialuits participent au tourisme à petite échelle afin de compléter leurs activités de chasse. Étant donné que 88 % des touristes qui visitent la région le font en vue d'observer la faune et la nature, les petits voyagistes ont l'occasion d'accroître ou d'élargir leur participation à l'industrie du tourisme. Les activités touristiques susceptibles de bénéficier de l'établissement des ZPM comprennent entre autres l'observation de baleines et la pêche sportive guidées, les visites culturelles guidées, l'établissement d'installations d'hébergement (gîte touristique) et la vente de produits de métiers d'art (produits en peau de phoque, gravures, sculptures), etc.

Les industries du transport aérien et maritime retireront des avantages saisonniers. Le mouvement des passagers et du fret directement lié au tourisme et aux entreprises qui appuient le tourisme connaîtra probablement une croissance. Ce sera le cas notamment des fournisseurs de carburant, de marchandises sèches, de matériaux de construction et autres marchandises similaires. Il est cependant difficile de mesurer la valeur économique de ces activités, car les entreprises hésitent à divulguer des renseignements en raison du nombre restreint d'acteurs dans ce secteur, c'est-à-dire le tourisme et le transport maritime.

Sur une période de 10 ans, le MPO a investi des ressources considérables dans les processus de planification, de consultation et de désignation liés aux ZPM. La désignation des ZPM de Tarium Niryutait représentera une responsabilité de gestion et d'administration à long terme. Les ressources requises par le Ministère avant et après la désignation sont liées à l'administration et à la gestion des ZPM, notamment l'élaboration et la mise en œuvre d'un plan de gestion, à des activités d'application de la loi, de surveillance et de contrôle, ainsi qu'à la gestion et à la diffusion d'information et à la promotion de la conformité. Le cadre de gestion des ZPM sera fondé sur des ententes avec des partenaires tels le Comité mixte de gestion de la pêche.

Les ZPM représentent une responsabilité de gestion à long terme à laquelle le MPO devra continuellement consacrer des ressources. Le coût associé à l'établissement, à la planification et à la désignation d'une ZPM est de l'ordre de 600 000 $ à 1,2 million de dollars, selon la complexité du secteur visé par la désignation. De même, les coûts de la gestion et de la surveillance (après désignation) de la ZPM varient entre les montants estimatifs de 100 000 $ et 200 000 $ par année. Lorsque cela sera possible, cette gestion sera réalisée par une prestation horizontale des programmes et sera conforme aux plans stratégiques et aux plans d'affaires nationaux et régionaux. Les coûts seront imputés sur les affectations budgétaires courantes du Ministère. Les coûts associés aux activités liées à l'application de la loi seront assumés par le MPO dans le cadre des ressources financières existantes. Les

partnership with non-governmental organizations (NGOs), academic institutions and other interested partners.

Based on the 1998 estimates for the total volume of oil and gas discoveries in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea, the gross value of the oil in the ground is approximately C$26 billion to C$64.1 billion (assuming an average 2000 oil price of $280/m^3), and the gross value of natural gas is approximately C$20.5 billion to C$38.4 billion (assuming an average 2000 natural gas price of $110/103 m^3). These gross value estimates are useful in that they indicate the potential economic impact of oil and gas development. However, information from which to reasonably estimate development costs, price changes, and production schedules for the region is not available. These estimates require more sophisticated modelling, but would allow for a more meaningful description of the net values. In other words, these estimates indicate the size of the resources in the ground, but not the net benefits that would be associated with oil and gas development.

There are identified oil and gas discoveries adjacent to two of the proposed areas. Using the above average prices, the value of the oil and gas discoveries immediately adjacent to the Okeevik and Kittigaryuit areas can be estimated. For the area adjacent to Okeevik, the value of the oil is approximately C$4.3 billion and the value of the natural gas is C$1.5 billion. For the area adjacent to Kittigaryuit, the value of the oil is approximately C$0.25 billion and the value of the natural gas is C$0.50 billion. The size of these significant discoveries is of interest here because their development could potentially be restricted with the MPA designation of the three areas. With their close proximity to the proposed areas, concern over potential significant environmental impacts may prohibit development. This is not to say that any future environmental impact assessment will arrive at this conclusion. The value estimates for the oil and gas discoveries immediately adjacent to the proposed MPAs are a fraction of the total for the Mackenzie Delta and Beaufort Sea region.

Production of oil and gas in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea area will be highly dependent on the development of a pipeline. Until more detailed information is available on the costs associated with acquiring production, as well as the production schedule (i.e. how much is extracted each year), a reasonable estimate of net values will not be possible. It must be emphasized that the gross value estimates provided here are total "in ground" values. When or if oil and gas extraction takes place, actual annual gross and net values will be a fraction of the above dollar amounts, determined by the amount produced each year.

There are potentially exploitable deposits of sand and gravel within the boundaries of the Tarium Niryutait MPAs. However, exploitation of these types of deposits would cause rapid and potentially severe erosion of the adjoining sub-aerial deposits. In addition, any deposits in water depths of less than 1–1.2 m are likely to be ice-bonded with 1–2 m of the seabed. The economic potential for heavy minerals in the MPAs is considered to be low to very low. However, the presence of garnets as well as ilmenite

activités supplémentaires, comme la sensibilisation du public et les activités éducatives ou la recherche, pourront être entreprises en collaboration avec des organismes non gouvernementaux (ONG), des établissements d'enseignement, ou autre.

Selon les estimations de 1998 concernant le volume total de pétrole et de gaz découvert dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, la valeur brute du pétrole se trouvant dans le sol serait d'environ 26 à 64,1 milliards de dollars canadiens (en supposant un prix moyen de 280 $/m^3 en 2000), et la valeur brute du gaz naturel, d'environ 20,5 à 38,4 milliards de dollars canadiens (en supposant un prix moyen de 110 $/103 m^3 en 2000). Ces estimations de la valeur brute sont utiles, car elles donnent une idée des retombées économiques possibles de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières. Toutefois, on ne dispose pas d'information qui permettrait d'estimer raisonnablement les coûts d'exploitation, la fluctuation des prix et les calendriers de production pour la région. Ces estimations exigent une modélisation plus perfectionnée, mais elles favoriseraient une description plus significative des valeurs nettes. Autrement dit, ces estimations indiquent l'étendue des ressources se trouvant dans le sol, mais non les avantages nets qui seraient associés à l'exploitation pétrolière et gazière.

Des découvertes de pétrole et de gaz ont été faites dans le secteur adjacent à deux des zones proposées. À partir de prix supérieurs à la moyenne, on peut estimer la valeur des découvertes de pétrole et de gaz réalisées dans le secteur immédiatement adjacent aux zones d'Okeevik et de Kittigaryuit. En ce qui concerne Okeevik, la valeur du pétrole atteint approximativement 4,3 milliards de dollars canadiens et celle du gaz naturel, environ 1,5 milliard de dollars canadiens. Pour ce qui est de Kittigaryuit, la valeur du pétrole est d'environ 0,25 milliard de dollars canadiens et celle du gaz naturel, d'environ 0,50 milliard de dollars canadiens. L'étendue de ces importantes découvertes présente un intérêt ici, car leur exploitation pourrait être limitée par la désignation des trois zones en tant que ZPM. Compte tenu de leur proximité avec les zones proposées, l'exploitation de ces ressources pourrait être interdite en raison des craintes soulevées par les répercussions considérables qu'elle pourrait avoir sur l'environnement. Cela ne signifie pas qu'une future évaluation de l'impact environnemental mènera à cette conclusion. Les valeurs estimatives pour les découvertes de pétrole et de gaz, juste à côté de la proposition de ZPM, représentent une fraction du total de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

La production pétrolière et gazière dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort dépendra fortement de la construction d'un pipeline. Il sera impossible d'établir une estimation raisonnable des valeurs nettes tant que l'on ne disposera pas de renseignements plus détaillés sur les coûts associés à la production ainsi que sur le calendrier de production (c'est-à-dire la quantité extraite chaque année). Il convient de souligner que les estimations de la valeur brute présentées ici sont les valeurs totales des ressources « dans le sol ». Si l'extraction pétrolière et gazière a lieu, les valeurs brutes et nettes annuelles réelles représenteront une fraction des sommes mentionnées ci-dessus, et seront établies en fonction de la quantité produite chaque année.

Il existe des dépôts de sable et de gravier qu'on pourrait exploiter à l'intérieur des limites des ZPM de Tarium Niryutait. Toutefois, l'exploitation de ces types de dépôts entraînerait une érosion rapide et potentiellement grave des dépôts subaériens contigus. De plus, tout dépôt dans l'eau à des profondeurs inférieures à 1 à 1,2 m est susceptible d'être lié par la glace au lit marin sur une profondeur de 1 à 2 m. On considère que le potentiel économique qu'offrent les minéraux lourds dans les ZPM est de faible à très

in heavy mineral suites suggests that, given suitable conditions, placers could result from these sources. Placer mining refers to the mining of alluvial (river sediment) deposits for minerals. This may be done by open-pit (also called open-cast mining) or by various forms of tunnelling into ancient riverbeds. Excavation may be accomplished using water pressure (hydraulic mining), surface excavating equipment or tunnelling equipment. Potential significant environmental impacts will prohibit these activities from the MPAs unless it can be shown that they can be carried out in a manner that does not violate the general prohibitions.

Rationale

Canada's oceans have enormous potential to benefit both present and future generations. Coastal and offshore marine ecosystems are home to a remarkable diversity of species, including marine mammals, fish, and a wide variety of invertebrate and plant species supporting commercial, recreational and subsistence fisheries. However, threats to the biodiversity, productivity and ecological integrity of marine ecosystems must be addressed, not only because we value our oceans, but also because coastal communities and regional economies depend on healthy, productive oceans.

Canada's Oceans Strategy is the Government of Canada's policy statement for the management of estuarine coastal and marine ecosystems. National in scope, Canada's Oceans Strategy sets out the policy direction for ocean management in Canada. Under the Strategy, the Government of Canada re-affirms its commitment to promoting the wide application of the precautionary approach to the conservation, management and exploitation of marine resources in order to protect these resources and preserve the marine environment. This includes the application of conservation measures necessary to maintain the biological diversity and productivity of the marine environment, including the establishment of marine protected areas. The designation of the Tarium Niryutait MPAs makes it possible to meet the commitments made under Canada's Oceans Strategy.

Canada has made a commitment, under the *Oceans Act*, to conserve and protect the ecological integrity of marine ecosystems, species, and habitats through a system of marine protected areas. In 2007, as part of Canada's National Water Strategy, the federal government announced five-year funding of $61.5 million for various initiatives to protect fragile marine environments, counter pollution and strengthen preventive measures. This Health of the Oceans initiative will contribute to the establishment of the network of marine protected areas. The designation of the proposed Tarium Niryutait MPAs is an important step toward fulfilling Canada's commitments.

In 2008, the Government of Canada announced several initiatives under its Northern Agenda, including measures to protect and understand the Arctic environment. Potential for environmental threats like oil spills, poaching and contamination is particularly high in the sensitive Arctic ecosystem. The designation of the Tarium Niryutait MPAs contributes to the commitment to conserve and protect the ecological integrity of marine ecosystems, species, and habitats.

faible. Cependant, la présence de grenat et d'ilménite dans les divers minéraux lourds nous porte à croire qu'on pourrait trouver du placer dans ces sources, puisqu'elles répondent à toutes les conditions nécessaires. L'exploitation des placers consiste à extraire les gisements alluvionnaires (sédiments fluviaux) des minéraux. Cette exploitation peut être effectuée à ciel ouvert (aussi appelée exploitation en découverte) ou au moyen de diverses méthodes de creusement de tunnels dans les anciens lits de rivières. L'excavation peut être effectuée à l'aide d'eau sous pression (abattage hydraulique), de matériel d'excavation de surface ou de tunneliers. Il sera interdit de procéder à ces activités dans les ZPM en raison des répercussions considérables qu'elles pourraient avoir sur l'environnement, à moins que l'on ne puisse prouver qu'elles peuvent être exécutées de façon à ne pas enfreindre les interdictions générales.

Justification

Les milieux océaniques du Canada représentent un potentiel considérable pour les générations actuelles et futures. Les écosystèmes côtiers et marins abritent une remarquable variété d'espèces, notamment des mammifères marins, des poissons et de multiples invertébrés et végétaux qui soutiennent la pêche commerciale, sportive et de subsistance. Toutefois, il faut s'attaquer aux menaces qui pèsent sur la biodiversité, la productivité et l'intégrité écologique des écosystèmes marins, en raison non seulement de l'importance des océans en soi, mais aussi parce que les collectivités côtières et les économies régionales sont tributaires de la santé et de la productivité des océans.

La Stratégie sur les océans du Canada est l'énoncé de politique du gouvernement du Canada en matière de gestion des écosystèmes estuariens, côtiers et marins. D'une portée nationale, la Stratégie sur les océans du Canada définit les orientations générales de la gestion des océans du Canada. En vertu de la Stratégie, le gouvernement du Canada réaffirme son engagement à promouvoir l'application à grande échelle de l'approche de précaution à la conservation, à la gestion et à l'exploitation des ressources marines, de façon à protéger ces ressources et à préserver l'environnement marin. Cela comprend l'application des mesures de conservation nécessaires au maintien de la diversité et de la productivité biologiques de l'environnement marin, y compris la création de zones de protection marines. La désignation des ZPM de Tarium Niryutait permettra de concrétiser les engagements pris en vertu de la Stratégie sur les océans du Canada.

En vertu de la *Loi sur les océans*, le Canada s'est engagé à conserver et à protéger l'intégrité écologique des écosystèmes, des espèces et des habitats marins grâce à la création d'un réseau de zones de protections marines. En 2007, à la faveur de la nouvelle Stratégie nationale sur l'eau du Canada, le gouvernement fédéral a annoncé le financement sur cinq ans de 61,5 millions de dollars de diverses initiatives visant à protéger les milieux marins fragiles, à lutter contre la pollution et à renforcer les mesures de prévention. Il s'agit de l'initiative Santé des océans qui contribuera de manière substantielle à l'établissement du réseau de zones de protection marines. La désignation des ZPM de Tarium Niryutait est une étape importante vers l'accomplissement des engagements du Canada.

En 2008, le gouvernement du Canada a annoncé plusieurs initiatives dans le cadre de son programme pour le Nord, y compris des mesures visant à protéger et à comprendre l'environnement arctique. Les risques environnementaux associés aux déversements de pétrole, à la chasse illégale et à la contamination sont particulièrement graves en raison de la fragilité de l'écosystème arctique. La désignation des ZPM de Tarium Niryutait contribue au respect de l'engagement envers la conservation et la protection de l'intégrité écologique des écosystèmes, des espèces et des habitats marins.

The designation also makes it possible to meet the commitments made under DFO's Sustainable Development Strategy 2005-2006. Output 2.2 of this Strategy focuses on the designation of marine protected areas under the *Oceans Act*.

Recognizing that achieving sustainability in the harvest of living ocean resources ultimately depends on healthy, productive ecosystems, the Government of Canada works with other countries to address concerns about the marine environment. Internationally, Canada has demonstrated its commitment by endorsing conventions that pursue the goals of conservation and protection, including the Global Programme of Action for the Protection of the Marine Environment from Land-Based Activities. Designation also contributes to the establishment of a circumpolar and global network of marine protected areas and contributes to meeting Canada's commitments to international agreements with respect to protecting the marine environment and biodiversity. Among the international agreements pertaining to marine protected areas to which Canada is a signatory are the United Nations Convention on the Law of the Sea, the Convention on Biological Diversity, and the World Commission on Protected Areas program of the International Union for the Conservation of Nature. As a member of the Arctic Council, Canada participates on Arctic Council working groups such as the Conservation of Arctic Flora and Fauna. Member countries have agreed to work towards two outcomes: the establishment of a Circumpolar Marine Area Network and a Circumpolar Protected Area Network. While there are other marine protected area designations in Canada's Arctic, Tarium Niryutait MPAs will be the first *Oceans Act* MPAs in this region.

Under the *Oceans Act*, Canada has made a commitment to conserve and protect the ecological integrity of marine ecosystems and habitats through a system of marine protected areas. Under the Act, the Minister of Fisheries and Oceans has been given the authority to lead and coordinate the development and implementation of a national system of marine protected areas. The *Oceans Act* provides the regulatory authority to effectively meet the conservation objectives and values of the Tarium Niryutait MPAs, and will provide for their long-term management and legal protection. The application of this Act offers the added benefit of promoting greater stewardship and responsible ocean use, both in and outside the Tarium Niryutait MPAs.

Designation would provide the certainty that the Inuvialuit have requested from the Government of Canada for the long-term protection of these areas, building on and complementing the substantial efforts made by Inuvialuit organizations, co-management bodies and the Government of Canada since the early 1990s. Existing rights, such as those specified in the Inuvialuit Final Agreement (IFA) and those stemming from two significant discovery licences will remain unaffected by the Regulations.

Strategic Environmental Assessment

In accordance with the *Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals* of 2004, a Strategic Environmental Assessment (SEA) was conducted. The

La désignation des ZPM permet également de respecter les engagements pris en vertu de la Stratégie de développement durable de 2005-2006 du MPO. Le produit 2.2 de la Stratégie porte sur la désignation de zones de protection marines en vertu de la *Loi sur les océans*.

Le gouvernement du Canada reconnaît que l'utilisation durable de la faune et de la flore marines repose en fin de compte sur des écosystèmes sains et productifs. C'est pourquoi il joint ses efforts à ceux d'autres pays pour trouver des solutions aux problèmes affectant le milieu marin. À l'échelle internationale, le Canada a démontré son engagement en signant des conventions qui poursuivent les objectifs de la conservation et de la protection, notamment le Programme d'action mondial pour la protection du milieu marin contre la pollution due aux activités terrestres. La désignation des ZPM facilitera également la mise sur pied d'un réseau circumpolaire et mondial de zones de protection marines et aidera le Canada à respecter les engagements qu'il a pris dans le cadre d'ententes internationales lorsqu'il s'agit de protéger l'environnement marin et la biodiversité. Parmi les ententes internationales régissant les zones de protection marines dont le Canada est signataire, mentionnons la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer, la Convention sur la diversité biologique et le programme de la Commission mondiale des aires protégées de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature. En tant que membre du Conseil de l'Arctique, le Canada siège au sein de groupes de travail de ce conseil, comme le groupe Conservation de la flore et de la faune arctiques. Les pays membres ont accepté de viser deux résultats : l'établissement du Réseau des zones marines circumpolaires et du Réseau circumpolaire de zones protégées. Il existe d'autres zones de protection marines désignées dans l'Arctique canadien, mais les ZPM de Tarium Niryutait seront les premières à être désignées en vertu de la *Loi sur les océans* dans cette région.

En vertu de la *Loi sur les océans*, le Canada s'est engagé à conserver et à protéger l'intégrité écologique des écosystèmes et des habitats marins en établissant un système de zones de protection marines. Cette loi confère au ministre des Pêches et des Océans le pouvoir de diriger et de coordonner l'élaboration et la mise en œuvre d'un système national de zones de protection marines. La *Loi sur les océans* confère le pouvoir de réglementation requis pour concrétiser efficacement les objectifs et les valeurs de conservation des ZPM de Tarium Niryutait. De plus, elle favorisera la gestion et la protection juridique à long terme de ces dernières. La mise en application de cette loi offre l'avantage supplémentaire de promouvoir une intendance améliorée et une utilisation plus responsable des océans, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur des ZPM de Tarium Niryutait.

La désignation des ZPM procurerait la certitude que les Inuvialuits ont demandée au gouvernement du Canada concernant la protection à long terme de ces zones, prenant appui sur les efforts importants déployés par les organisations des Inuvialuits, les organismes de cogestion et le gouvernement du Canada depuis le début des années 1990 et venant les compléter. Les droits existants, notamment ceux précisés dans la Convention définitive des Inuvialuits (CDI) ainsi que ceux découlant de deux licences de découverte importante ne seront pas touchés par le Règlement et demeureront inchangés.

Évaluation environnementale stratégique

Conformément à la *Directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes* de 2004, une évaluation environnementale stratégique (ÉES)

SEA concluded that any environmental effects resulting from the designation of the Tarium Niryutait MPAs will be positive.

Consultation

The process that has led to the development of these Regulations has been open and transparent, consistent with the principles of sustainable development and based on the best available scientific information and traditional ecological knowledge. All interested parties, including Inuvialuit and other Aboriginal groups, federal and territorial government agencies, industry and other interested parties have participated in the process leading to the recommendation for its designation. The work has been built on existing structures such as the Fisheries Joint Management Committee (FJMC) for its implementation.

Consultations on the proposed Tarium Niryutait Marine Protected Areas were initiated in 1998. These included face-to-face public meetings, open houses and discussions with Inuvialuit Settlement Region (ISR) leaders and communities, industry, federal and territorial government agencies, and conservation organizations.

In 2000, Inuvialuit leaders, government and industry set up a Senior Management Committee (SMC) comprised of representatives from the Inuvialuit Regional Corporation (IRC), the Fisheries Joint Management Committee (FJMC), the Inuvialuit Game Council (IGC), the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) and the Department of Fisheries and Oceans (DFO). The SMC established the Beaufort Sea Integrated Management Planning Initiative (BSIMPI) Working Group, which included the members of the SMC as well as INAC to guide the MPA evaluation and assessment process. Consultations reviewed the results of assessments of the proposal, and the implications of MPA designation. Participants discussed the intent of proposed Tarium Niryutait MPAs Regulations and how communities would be involved in the implementation and management of the Tarium Niryutait MPAs.

Industry representatives and federal government agencies were invited to make meeting presentations concerning their interests in the MPAs and to participate in the development of the regulatory intent used to inform drafting of the Regulations. Federal and territorial departments and agencies consulted throughout the process included INAC, DFO, CCG, Environment Canada, Parks Canada, Transport Canada (TC), National Energy Board, Natural Resources Canada, the Yukon Department of Energy, Mines and Resources, the Yukon Department of Environment, Yukon Intergovernmental Affairs, Northwest Territories Environment and Natural Resources, Northwest Territories Industry, Tourism and Trade, and Northwest Territories Intergovernmental Affairs.

A meeting of the community Hunters and Trappers Committees, Elders Committees and Community Corporations was held in March 2003 to provide an opportunity for a roundtable discussion to address any outstanding issues, and to re-confirm their support for continuation of the planning process. The intent of the proposed Regulations was understood and accepted in the three communities and among the user groups.

Throughout 2004–2005, meetings were held with community organizations, industry and government to continue to solidify

a été réalisée. Celle-ci a révélé que les effets environnementaux résultant de la désignation des ZPM de Tarium Niryutait seront positifs.

Consultation

Le processus qui a mené à l'élaboration du présent règlement s'est déroulé de façon ouverte et transparente, conformément aux principes du développement durable et en fonction des meilleurs renseignements scientifiques et connaissances écologiques traditionnelles disponibles. Toutes les parties intéressées, y compris les Inuvialuits, les autres groupes autochtones, les organismes gouvernementaux fédéraux et territoriaux, l'industrie et les autres parties intéressées ont participé au processus qui a mené à la recommandation de la désignation. Les travaux ont pris appui sur les structures existantes, telles que le Comité mixte de gestion des pêches (CMGP), en vue de sa mise en œuvre.

Les consultations sur les zones de protection marines de Tarium Niryutait proposées ont débuté en 1998. Elles ont été menées en personne dans le cadre de rencontres publiques, de séances portes ouvertes et de discussions avec les dirigeants et les communautés de la région désignée des Inuvialuits (RDI), l'industrie, des organismes gouvernementaux fédéraux et territoriaux, et des organismes de conservation.

En 2000, les dirigeants des Inuvialuits, le gouvernement et l'industrie ont mis sur pied un Comité de la haute direction (CHD) constitué de représentants de la Société régionale inuvialuite (SRI), du Comité mixte de gestion des pêches (CMGP), du Conseil inuvialuit de gestion du gibier (CIGB), de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et du ministère des Pêches et des Océans (MPO). Le CHD a créé le Groupe de travail sur l'Initiative de planification de gestion intégrée de la mer de Beaufort (IPGIMB), comprenant les membres du CHD et d'AINC, afin d'encadrer le processus d'évaluation et d'examen des ZPM. Les consultations concernaient les résultats des évaluations de la proposition ainsi que les répercussions de la désignation des ZPM. Les participants ont discuté de l'intention du règlement proposé sur les ZPM de Tarium Niryutait et de la façon dont les communautés participeraient à la mise sur pied et à la gestion des ZPM de Tarium Niryutait.

Les représentants de l'industrie et d'organismes du gouvernement fédéral ont été invités à présenter des exposés dans le cadre de réunions au sujet de leurs intérêts dans les ZPM, ainsi qu'à participer à l'élaboration de la proposition de règlement utilisée pour éclairer l'élaboration de l'ébauche du règlement. Parmi les ministères et organismes fédéraux et territoriaux qui ont été consultés tout au long du processus, mentionnons AINC, le MPO, la GCC, Environnement Canada, Parcs Canada, Transports Canada (TC), l'Office national de l'énergie, Ressources naturelles Canada, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Yukon et le ministère de l'Environnement du Yukon, Affaires intergouvernementales du Yukon, le ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles des Territoires du Nord-Ouest, le ministère de l'Industrie, du Tourisme et du Commerce des Territoires du Nord-Ouest et Affaires intergouvernementales des Territoires du Nord-Ouest.

En mars 2003, a été convoquée une réunion des comités de chasseurs et de trappeurs, des comités des anciens et des sociétés de développement communautaire des communautés, afin de leur donner l'occasion de participer à une table ronde pour aborder les questions en suspens et reconfirmer leur appui en faveur de la poursuite du processus de planification. Les trois communautés et les groupes d'utilisateurs ont compris et accepté l'intention du règlement proposé.

Tout au long de 2004-2005, des réunions ont eu lieu avec des organismes communautaires, l'industrie et le gouvernement pour

support for the draft regulatory intent. Support, with very limited conditions attached, was received from each of the community organizations in the three communities. This conditional support allowed the WG to draft a letter to SMC recommending continuation of the MPA planning process. In June 2005, the SMC wrote to the Minister of Fisheries and Oceans and requested that he initiate the required regulatory process to move the proposed MPA to designation.

From 2006–2009, DFO has continued to consult through

- regular meetings with the Beaufort Sea Integrated Management Planning Initiative Senior Management Committee which consists of the Inuvialuit Game Council, Inuvialuit Regional Corporation, Canadian Association of Petroleum Producers, Fisheries Joint Management Committee, and DFO;
- information updates provided to the Regional Coordination Committee and the Beaufort Sea Partnership both established as part of the governance structure for the Beaufort Sea Integrated Ocean Management Planning process;
- information updates provided through a number of one on one meetings with oil and gas industry members, environmental non-governmental organizations, and community organizations; and
- information updates provided through a number of field visits to the communities of Tuktoyaktuk, Aklavik, Inuvik, Paulatuk, Sachs Harbour and Ulukhaktok, as part of the Integrated Ocean Management Planning process.

The key issues and concerns received as feedback through the various consultations are summarized below according to sector and interest groups.

Inuvialuit

Oil and gas exploration and associated activities have benefited Inuvialuit through negotiated agreements for access to Inuvialuit lands, training and employment, contracting opportunities and other economic benefits. At the same time, there were concerns among Inuvialuit Settlement Region (ISR) leaders and communities stemming from the impacts of development activities on the environment and animals which they require for subsistence. Accommodating development, while simultaneously protecting the marine environment and the subsistence harvest, was the main issue raised during discussions concerning the designation of the Tarium Niryutait MPAs. Overall, the Inuvialuit support proceeding with the proposed Regulations.

Oil and gas industry

As the largest sector stakeholder in the region, the oil and gas industry was a major focus of consultations. Consultations consisted of workshops and meetings with CAPP and their members, and face-to-face meetings with individual companies. Additionally, CAPP organized sessions with all representatives of oil and gas companies active in the Mackenzie River estuary. Other industry sectors were consulted at various stages during the MPA evaluation and assessment process.

The oil and gas industry is largely supportive of the establishment of these three areas as Marine Protected Areas. Industry has expressed interest in being permitted access to these areas to

continuer de renforcer le soutien en faveur de l'ébauche d'intention réglementaire. Les organismes communautaires des trois communautés ont accordé chacun leur soutien moyennant certaines conditions très restreintes. Ce soutien conditionnel a permis au GT de rédiger une lettre au CHD pour recommander la poursuite du processus de planification des ZPM. En juin 2005, le CHD a rédigé une lettre au ministre des Pêches et des Océans et lui a demandé d'entamer le processus de réglementation devant mener à la désignation des ZPM proposées.

De 2006 à 2009, le MPO a poursuivi les consultations au moyen des démarches suivantes :

- des réunions régulières avec le Comité de la haute direction de l'Initiative de planification de gestion intégrée de la mer de Beaufort, qui est constitué de représentants du Conseil inuvialuit de gestion du gibier, de la Société régionale inuvialuite, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, du Comité mixte de gestion des pêches et du MPO;
- la communication d'information au Comité de coordination régional et aux membres du Beaufort Sea Partnership, qui ont tous deux été mis sur pied dans le cadre de la structure de gouvernance du processus de planification de la gestion intégrée des océans visant la mer de Beaufort;
- la communication d'information dans le cadre de rencontres individuelles avec des membres de l'industrie pétrolière et gazière, des organismes environnementaux non gouvernementaux et des organismes communautaires;
- la communication d'information par le biais de visites sur le terrain dans les communautés de Tuktoyaktuk, d'Aklavik, d'Inuvik, de Paulatuk, de Sachs Harbour et d'Ulukhaktok, dans le cadre du processus de planification de la gestion intégrée des océans.

Nous présentons ci-dessous un résumé des principales questions et préoccupations qui ont été exprimées lors des diverses consultations, en fonction des secteurs et des groupes d'intérêts.

Inuvialuits

L'exploration pétrolière et gazière ainsi que les activités connexes ont profité aux Inuvialuits sous forme d'ententes négociées d'accès aux terres des Inuvialuits, d'occasions de formation et d'emploi, sans compter les possibilités de contrats et les autres avantages économiques. Pendant ce temps, les dirigeants et les communautés inuvialuits de la région désignée des Inuvialuits (RDI) se sentaient préoccupés par les impacts des activités de développement sur l'environnement et sur les animaux dont dépend leur subsistance. La possibilité de favoriser le développement tout en protégeant l'environnement marin et la pêche de subsistance a été le principal sujet des discussions entourant la désignation des ZPM de Tarium Niryutait. Globalement, les Inuvialuits sont d'accord à ce qu'on fasse avancer la réglementation proposée.

Industrie pétrolière et gazière

Les consultations visaient principalement l'industrie pétrolière et gazière, étant donné qu'il s'agit du plus gros acteur sectoriel. Les consultations ont eu lieu dans le cadre d'ateliers et de réunions avec l'ACPP et ses membres, et de réunions en personne avec des entreprises. En outre, l'ACPP a organisé des séances avec tous les représentants des entreprises pétrolières et gazières œuvrant dans l'estuaire du fleuve Mackenzie. On a consulté d'autres secteurs industriels à diverses étapes du processus d'évaluation et d'examen des ZPM.

L'industrie pétrolière et gazière est en majeure partie favorable à l'établissement de ces trois zones en tant que zones de protection marines. Cette industrie s'est dite intéressée à ce qu'on lui

conduct seismic work on a limited basis, in order to verify resources next to and/or under the three areas. If approved, this work will be conducted only during winter, during ice cover, when beluga are absent from the area.

Industry raised a concern relating to future requirements once the Mackenzie Valley pipeline has been constructed and the issues surrounding selection of the optimum route for pipelines from producing wells beyond the MPA to the shore. Whether these pipelines would need to cross the MPA is dependent on a number of factors such as the termination point of the Mackenzie Valley pipeline, the geophysical make-up of the ocean floor, and incremental costs of circumventing the MPA.

Additional concerns regarding seismic activity and pipeline construction, operation and maintenance have been dealt with through specific conditional exemptions within the Regulations.

Commercial shipping authorities

Numerous consultations were held with authorities in regards to controlling commercial vessel traffic though the Tarium Niryutait MPAs. These included Transport Canada (TC), the Canadian Coast Guard (CCG), the Canadian Hydrographic Service (CHS) and an Arctic shipping company — the Northern Transportation Company Limited (NTCL). Options for confining shipping to designated corridors were discussed. Transport Canada, CHS and CCG discouraged the establishment of "official" shipping lanes because of potential liability, maintenance issues and time constraints. Due to the shallow nature of the shifting seafloor, one cannot reliably predict the best shipping routes over time.

The Management Plan will therefore include guidelines recommending that vessels avoid the Tarium Niryutait MPAs. If they must cross through the Tarium Niryutait MPAs, they are asked to transit these areas using recommended routes that will be identified in the Management Plan. Vessels must comply with all relevant provisions of the *Marine Mammal Regulations* pursuant to the *Fisheries Act*.

Other DFO sectors

Meetings were held across DFO sectors at the area, regional and headquarter levels throughout the processes. Program sectors consulted included Fisheries and Aquaculture Management, Fish Habitat Management, Science, Species at Risk, Policy and Area and Regional Directors. The main concerns expressed regarded ensuring regulatory and program delivery coordination and efficiencies in order to avoid duplication or infringements on decision-making authorities.

Other government departments

Since 1991, no oil and gas, mining or other extractive non-renewable resource activities have been permitted in the three areas, in accordance with management guidelines in the Beaufort Sea Beluga Management Plan (BSBMP). While the BSBMP has relied on voluntary compliance, federal government departments and industry have accepted the terms of the BSBMP. Indian and Northern Affairs Canada and the National Energy Board (NEB) continue to fulfill their mandates to manage oil and gas (including leasing) and to regulate oil and gas activities respectively while the

permette un accès limité à ces zones pour exécuter des travaux sismiques limités, afin de vérifier les ressources à proximité des trois zones et sous celles-ci. Si sa demande d'accès est approuvée, les travaux seront réalisés seulement en hiver, durant la période des glaces, alors que les bélugas sont absents de la zone.

L'industrie a soulevé des préoccupations concernant les exigences futures qui seront imposées après la construction du pipeline de la vallée du Mackenzie, et la sélection du tracé optimal des pipelines entre les puits de production, situés au large des ZPM, et le rivage. La décision à savoir si ces pipelines devraient traverser la ZPM dépend d'un certain nombre de facteurs, tels que le point d'extrémité du pipeline de la vallée du Mackenzie, la constitution géophysique du plancher océanique et les coûts supplémentaires associés au contournement des ZPM.

On a mis fin aux préoccupations supplémentaires touchant l'activité sismique ainsi que la construction, l'exploitation et l'entretien du pipeline en prévoyant des exemptions conditionnelles spécifiques dans le Règlement.

Autorités responsables de la navigation commerciale

On a tenu de nombreuses consultations auprès des autorités concernant le contrôle de la circulation des navires commerciaux dans les ZPM de Tarium Niryutait. Parmi celles-ci, mentionnons Transports Canada (TC), la Garde côtière canadienne (GCC), le Service hydrographique du Canada (SHC) et une société de transport maritime dans l'Arctique — la Société des transports du Nord Limitée (STNL). On a discuté des possibilités de confiner la navigation à des corridors désignés. Transports Canada, le SHC et la GCC ont découragé l'établissement de routes maritimes « officielles » en raison des responsabilités, des questions d'entretien et des contraintes de temps que cela pourrait entraîner. Compte tenu de la faible profondeur et du déplacement du plancher océanique, il est difficile de prévoir avec certitude les meilleures routes de navigation au fil du temps.

Le Plan de gestion contiendra donc des directives recommandant que les navires évitent les ZPM de Tarium Niryutait. S'ils doivent traverser les ZPM de Tarium Niryutait, on leur demandera de traverser ces zones en empruntant les routes recommandées qui seront indiquées dans le Plan de gestion. Les navires doivent se conformer à toutes les dispositions pertinentes du *Règlement sur les mammifères marins* en vertu de la *Loi sur les pêches*.

Autres secteurs du MPO

Des réunions ont eu lieu dans l'ensemble des secteurs du MPO aux niveaux des secteurs, des régions et de l'administration centrale tout au long des processus. Les secteurs de programmes consultés comprennent Gestion des pêches et de l'aquaculture, Gestion de l'habitat du poisson et Espèces en péril, Sciences et Politiques. Les directeurs des secteurs et des régions ont aussi été consultés. Les principales préoccupations exprimées concernaient la prise de mesures pour assurer la coordination et l'efficacité de la réglementation et de la prestation de programmes, afin d'éviter les chevauchements ou l'empiètement des pouvoirs décisionnels.

Autres ministères

Depuis 1991, aucune activité d'exploitation pétrolière et gazière ou d'extraction minière ou d'autres ressources non renouvelables n'est permise dans les trois zones, conformément aux directives de gestion énoncées dans le Plan de gestion du béluga de la mer de Beaufort (PGBMB). Puisque le PGBMB reposait sur la conformité volontaire, les ministères fédéraux et l'industrie ont accepté ses modalités. Affaires indiennes et du Nord Canada et l'Office national de l'énergie (ONÉ) ont continué de réaliser leurs mandats qui consistent à assurer la gestion pétrolière et gazière

oil and gas sector has continued to invest extensively in exploration in the Mackenzie River estuary and southern Beaufort Sea outside of these areas.

Designation of the proposed Tarium Niryutait MPAs is generally supported by other government departments. Some concerns over the restrictions on all oil and gas activities within the boundaries of the proposed Tarium Niryutait MPAs have been voiced by Indian and Northern Affairs Canada (INAC) and the National Energy Board (NEB), both of which have mandates to promote or facilitate non-renewable resource development. More specifically, the issues can be summarized as (*a*) concerns regarding the cumulative impact of all conservation initiatives in the ISR and how these may impact petroleum operations; (*b*) the potential for lost economic opportunity if there were complete exclusion of oil and gas opportunities in the MPA; and (*c*) the location of the central Okeevik portion of the MPA and the potential added costs to industry if feeder pipelines were not permitted to traverse the MPA. Their concerns have been addressed by allowing for specific conditional exceptions in the Tarium Niryutait MPAs Regulations.

The Government of the Northwest Territories (GNWT) has been supportive throughout the development of the Tarium Niryutait MPAs Regulations and has provided a letter of support. The Yukon Government has been active in the development of the intent of the proposed Regulations and has also provided a letter of support for the MPAs. The Department of Fisheries and Oceans is working with the FJMC and other partners to establish a mutually agreeable MPA management framework.

Other environmental interest groups and organizations

The World Wildlife Fund (WWF) and the Canadian Parks and Wilderness Society (CPAWS) have been the two primary environmental non-governmental organizations (ENGOs) active in the Beaufort Sea planning process for MPA designation. They are supportive of the creation of the Tarium Niryutait MPAs; however, they have expressed concerns over the exemptions allowed for industrial activities within the Tarium Niryutait MPAs. The establishment of the Tarium Niryutait MPAs Regulations will prohibit future development projects in the Primary Protection Zone and ensures a rigorous review process for limited activities that are considered compatible with the conservation objectives of the MPA.

Implementation, enforcement and service standards

A Tarium Niryutait MPAs Management Plan will be developed within the 24-month period after designation. The Management Plan will provide further guidance on the Regulations and is to be used to implement a comprehensive set of conservation and management strategies and measures for the Tarium Niryutait MPAs. The Management Plan will clearly define the Tarium Niryutait MPAs' purpose and management direction over a given period and will address matters such as monitoring, enforcement, compliance, and stewardship.

The Management Plan will also describe the management arrangement and define the roles and responsibilities of the management body responsible for overseeing the Management Plan

(y compris l'établissement de baux) et à réglementer les activités pétrolières et gazières respectivement, alors que le secteur pétrolier et gazier a continué d'investir massivement dans des travaux d'exploration menés dans l'estuaire du fleuve Mackenzie et dans la partie sud de la mer de Beaufort à l'extérieur de ces zones.

La désignation des ZPM de Tarium Niryutait proposées bénéficie généralement d'un appui de la part des autres ministères. Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) et l'Office national de l'énergie (ONÉ), qui ont tous deux le mandat de promouvoir ou de faciliter l'exploitation des ressources non renouvelables, ont exprimé des préoccupations au sujet des restrictions imposées à toutes les activités pétrolières et gazières à l'intérieur des ZPM de Tarium Niryutait proposées. De façon plus précise, on peut résumer les questions comme suit : *a*) des préoccupations au sujet de l'impact cumulatif de toutes les initiatives de conservation au sein de la RDI et de leur impact possible sur les opérations pétrolières; *b*) la possibilité économique perdue advenant une exclusion totale des possibilités d'exploitation pétrolière et gazière à l'intérieur de la ZPM; *c*) l'emplacement de la partie centrale d'Okeevik des ZPM et les coûts supplémentaires potentiels pour l'industrie si on empêche les pipelines d'alimentation de traverser les ZPM. On a mis fin à leurs préoccupations en prévoyant des exemptions conditionnelles spécifiques dans le Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (GTNO) a exprimé son appui tout au long de l'élaboration du Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait et il a présenté une lettre d'appui. Le gouvernement du Yukon a participé activement à l'élaboration de la proposition de règlement et il a aussi présenté une lettre d'appui à l'égard des ZPM. Le MPO travaille avec le Comité mixte de gestion de la pêche (CMGP) et d'autres partenaires en vue de l'établissement d'un cadre de gestion des ZPM mutuellement acceptable.

Autres groupes d'intérêts et organismes environnementaux

Le Fonds mondial pour la nature (WWF) et la Société pour la nature et les parcs du Canada (SNAP) ont été les deux principaux organismes environnementaux non gouvernementaux (OENG) à jouer un rôle actif dans le processus de planification de la mer de Beaufort en vue de la désignation des ZPM. Ces organismes appuient la création des ZPM de Tarium Niryutait, mais ils ont exprimé des préoccupations au sujet des exemptions accordées à des fins d'activités industrielles à l'intérieur des ZPM de Tarium Niryutait. L'établissement du Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait aura pour effet d'interdire les futurs projets de développement dans la zone de protection primaire et assurera la mise en place d'un processus d'examen rigoureux pour les activités limitées qui sont jugées compatibles avec les objectifs de conservation des ZPM.

Mise en œuvre, application et normes de service

Un Plan de gestion des ZPM de Tarium Niryutait sera élaboré dans les 24 mois suivant la désignation. Le Plan de gestion fournira une orientation supplémentaire sur le Règlement. On y fera appel pour mettre en œuvre un ensemble complet de stratégies et de mesures de conservation et de gestion pour les ZPM de Tarium Niryutait. Le Plan de gestion définira clairement l'objectif ainsi que l'orientation de la gestion des ZPM de Tarium Niryutait sur une période donnée et il abordera des questions telles que la surveillance, l'exécution, la conformité et l'intendance.

Le Plan de gestion décrira l'accord de gestion. Il définira aussi les rôles et les responsabilités des membres de l'organisme de gestion chargé de superviser le Plan de gestion et de faire des

and making recommendations to the Minister of Fisheries and Oceans regarding the Tarium Niryutait MPAs. Guidelines and work plans will be developed to assist in the management of the Tarium Niryutait MPAs related to the non-regulatory components of the Management Plan. The effectiveness of the Management Plan will be reviewed and monitored on an ongoing basis. The Management Plan will be reviewed every five years.

Consistent with DFO's strong commitment to co-management, the FJMC will be responsible for coordinating the administration of the Tarium Niryutait MPAs Management Plan. This would constitute a continuation of FJMC's current responsibilities under the Beaufort Sea Beluga Management Plan.

The primary responsibilities related to the management of the Tarium Niryutait MPAs will include administrative responsibilities, education, monitoring and research, compliance and enforcement, reporting and program auditing. These duties will be carried out by DFO in cooperation with the FJMC, territorial governments, local users and other mandated authorities.

The Department of Fisheries and Oceans continues to work in partnership with the FJMC, to establish a mutually agreeable management framework. Administrative procedures will be developed jointly, as required, by DFO and the responsible authorities to ensure that the recommendations of the management body are taken into account in these processes. The FJMC, a co-management body established under the Inuvialuit Final Agreement (1984), will take the lead role in coordinating the administrative management of the Tarium Niryutait Marine Protected Areas.

As the lead federal authority for the Tarium Niryutait MPAs, DFO will have overall responsibility for ensuring the compliance and enforcement of management measures outlined in the Tarium Niryutait MPAs Regulations. This will be undertaken through the Department's legislated enforcement mandate and responsibilities under the *Oceans Act*, the *Fisheries Act* and any other departmental legislation regarding fisheries conservation, environmental protection, habitat protection and marine safety. The Canadian Coast Guard will contribute to the protection of the Tarium Niryutait MPAs through the conduct of activities related to its mandate to provide aids to navigation, marine communications and traffic services; and its responsibility for marine pollution response, and the support of other government departments, boards and agencies.

For enforcement matters falling under the jurisdiction of another body, DFO will provide coordination and support roles as required in cooperation with the management body. As required, administrative agreements and procedures will be established with the responsible authorities to ensure compliance of activities within their jurisdiction with the Tarium Niryutait MPAs Regulations.

Restrictions and conditions for activities will be implemented, monitored and enforced through appropriate management mechanisms. For activities requiring the involvement of multiple agencies, interdepartmental arrangements and memoranda of understanding will be used to incorporate Tarium Niryutait MPAs enforcement considerations, where applicable. The overall objective is to provide effective coverage, presence and deterrence using existing surveillance, enforcement and compliance programs, arrangements and capabilities.

In addition to government enforcement, compliance promotion approaches will be used in support of the Tarium Niryutait MPAs. This may include development of best practice guidelines in

recommandations au ministre des Pêches et des Océans au sujet des ZPM de Tarium Niryutait. Des directives et des plans de travail seront élaborés pour aider à administrer les aspects non réglementaires du Plan de gestion des ZPM de Tarium Niryutait. L'efficacité du Plan de gestion fera l'objet d'un examen et d'une surveillance continus. Le Plan de gestion sera examiné tous les cinq ans.

Conformément à l'engagement profond du MPO envers la cogestion, le Comité mixte de gestion de la pêche (CMGP) sera chargé de coordonner l'administration du Plan de gestion des ZPM de Tarium Niryutait. Cela constituerait le prolongement des responsabilités qui incombent actuellement au CMGP en vertu du Plan de gestion du béluga de la mer de Beaufort.

Les principales obligations liées à la gestion des ZPM de Tarium Niryutait comprendront des responsabilités administratives et porteront sur l'éducation, la surveillance et la recherche, la conformité et l'exécution, ainsi que sur la reddition de comptes et la vérification des programmes. Le MPO remplira ces fonctions en collaboration avec le CMGP, les gouvernements territoriaux, les utilisateurs locaux et d'autres autorités mandatées.

Le MPO continue de travailler avec le CMGP en vue d'établir un cadre de gestion mutuellement acceptable. Le MPO et les autorités responsables élaboreront conjointement, au besoin, des procédures administratives afin de veiller à ce que les recommandations de l'organisme de gestion soient prises en compte dans le cadre de ces processus. Le CMGP, un organisme de cogestion établi en vertu de la Convention définitive des Inuvialuits (1984), jouera un rôle de premier plan dans la coordination de la gestion administrative des zones de protection marines de Tarium Niryutait.

À titre de principale instance fédérale responsable des ZPM de Tarium Niryutait, le MPO aura la responsabilité générale d'assurer le respect et l'exécution des mesures de gestion prévues dans le Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait. Il effectuera cette démarche en vertu du mandat et des responsabilités d'exécution que lui confèrent la *Loi sur les océans*, la *Loi sur les pêches* et d'autres lois relevant de sa compétence, en ce qui touche la conservation des pêches, la protection de l'environnement, la protection de l'habitat et la sécurité maritime. La Garde côtière canadienne contribuera à la protection des ZPM de Tarium Niryutait par le biais des activités prévues à son mandat, qui consistent à fournir des aides à la navigation et des services de communication et de trafic maritimes. Elle le fera aussi par le biais de ses responsabilités d'intervention en cas de pollution marine ainsi qu'avec l'appui d'autres ministères, conseils et organismes du gouvernement.

Dans le cas des questions d'exécution qui relèvent d'une autre instance, le MPO jouera, au besoin, un rôle de coordination et de soutien en collaboration avec l'organisme de gestion. Au besoin, on établira des ententes et des procédures administratives avec les autorités responsables pour s'assurer que les activités relevant de leur compétence sont conformes au Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait.

Les restrictions et les conditions qui s'appliqueront aux activités seront mises en œuvre, surveillées et exécutées au moyen des mécanismes de gestion pertinents. Dans le cas des activités qui nécessitent l'intervention de plusieurs organismes, on aura recours aux arrangements interministériels et à des protocoles d'entente pour assurer l'intégration des facteurs d'exécution ayant trait aux ZPM de Tarium Niryutait, s'il y a lieu. L'objectif global est d'assurer une surveillance, une présence et une dissuasion efficaces en s'appuyant sur les capacités, les ententes et les programmes de surveillance, de conformité et d'exécution existants.

En plus de réaliser les activités d'exécution gouvernementales, on fera la promotion de la conformité pour appuyer les ZPM de Tarium Niryutait. Ceci pourrait inclure l'élaboration de directives

cooperation with the affected industries, recognition and adoption of industry codes of practice, or the promotion and development of stewardship initiatives. The use of voluntary measures and a focus on awareness and enhancement of the marine environment will contribute significantly to achieving the conservation objectives and compliance with the Regulations. Given the overwhelming support and high level of participation and collaboration by partner organizations and users, it is anticipated that compliance with the Regulations will be high.

Section 37 of the *Oceans Act* contains provisions with respect to fines and other measures that may be prescribed in the case of contravention of the Tarium Niryutait MPAs Regulations. Contravention of the Regulations can result in fines of up to but not exceeding $500,000. Contraventions of authorized activities and conditions can also result in fines and/or imprisonment under the *Fisheries Act* and other applicable legislation such as the *Canada Shipping Act (2001)*.

Performance measurement and evaluation

Marine Environmental Quality (MEQ) indicators, consistent with ecosystem-based management, will provide a means of determining whether the conservation objectives are being achieved under the Management Plan. For example, measuring water temperature, salinity or level of contaminants could be used as a MEQ indicator. MEQ objectives and indicators will be set for the MPA, focussing on the conservation and protection of beluga whales and other marine species and their habitat. The Management Plan will be reviewed every five years.

Contacts

Central and Arctic Region
Kelly Eggers
ISR Program Coordinator
Western Arctic Area
Fisheries and Oceans Canada, Inuvik Office
P.O. Box 1871
Inuvik, Northwest Territories
X0E 0T0
Telephone: 867-777-7521
Fax: 867-777-7501
Email: Kelly.Eggers@dfo-mpo.gc.ca

National Capital Region
Cal Wenghofer
Arctic Manager
Oceans Directorate
Fisheries and Oceans Canada
200 Kent Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E6
Telephone: 613-990-9376
Fax: 613-990-4810
Email: Cal.Wenghofer@dfo-mpo.gc.ca

Houman Kousha
Policy Analyst
Legislative and Regulatory Affairs
Fisheries and Oceans Canada
200 Kent Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E6
Telephone: 613-991-0493
Fax: 613-990-0168
Email: Houman.Kousha@dfo-mpo.gc.ca

sur les pratiques exemplaires en collaboration avec les industries concernées, la reconnaissance et l'adoption des codes de pratique de l'industrie, ou la promotion et l'élaboration d'initiatives en matière d'intendance. La mise sur pied de mesures volontaires et l'importance accordée à la sensibilisation et à la mise en valeur du milieu marin contribueront considérablement à l'atteinte des objectifs de conservation et à la conformité au Règlement. Compte tenu de l'appui massif et du haut niveau de participation et de collaboration manifestés par les organisations partenaires et les utilisateurs, on s'attend à ce que la conformité au Règlement soit élevée.

L'article 37 de la *Loi sur les océans* renferme des dispositions prévoyant des amendes et d'autres mesures qui pourraient être prescrites en cas d'infraction au Règlement sur les ZPM de Tarium Niryutait. Les infractions à ce règlement entraînent des amendes pouvant aller jusqu'à 500 000 $. Les infractions aux activités autorisées et aux conditions peuvent aussi entraîner des amendes et/ou un emprisonnement en vertu de la *Loi sur les pêches* et des autres lois applicables, notamment la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*.

Mesures de rendement et évaluation

Des indicateurs de la qualité du milieu marin (QMM), qui sont conformes à la gestion écosystémique, permettront de déterminer si les objectifs de conservation sont atteints dans le cadre du Plan de gestion. Par exemple, des mesures de la température, de la salinité ou de la teneur en contaminants de l'eau pourraient être utilisées comme indicateurs de la QMM. Des objectifs et des indicateurs liés à la QMM seront établis à l'égard de la ZPM; ils mettront l'accent sur la conservation et la protection du béluga et d'autres espèces marines et de leur habitat. Le Plan de gestion sera examiné tous les cinq ans.

Personnes-ressources

Région du Centre et de l'Arctique
Kelly Eggers
Coordonnateur du Programme de la RDI
Secteur de l'Arctique de l'Ouest
Pêches et Océans Canada, Bureau d'Inuvik
Case postale 1871
Inuvik (Territoires du Nord-Ouest)
X0E 0T0
Téléphone : 867-777-7521
Télécopieur : 867-777-7501
Courriel : Kelly.Eggers@dfo-mpo.gc.ca

Région de la capitale nationale
Cal Wenghofer
Gestionnaire de la région arctique
Direction générale des océans
Pêches et Océans Canada
200, rue Kent
Ottawa (Ontario)
K1A 0E6
Téléphone : 613-990-9376
Télécopieur : 613-990-4810
Courriel : Cal.Wenghofer@dfo-mpo.gc.ca

Houman Kousha
Analyste des politiques
Affaires législatives et réglementaires
Pêches et Océans Canada
200, rue Kent
Ottawa (Ontario)
K1A 0E6
Téléphone : 613-991-0493
Télécopieur : 613-990-0168
Courriel : Houman.Kousha@dfo-mpo.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is hereby given that the Governor in Council, pursuant to subsection 35(3) of the *Oceans Act*[a], proposes to make the annexed *Tarium Niryutait Marine Protected Areas Regulations*.

Interested persons may make representations concerning the proposed Regulations within 30 days after the date of publication of this notice. All such representations must cite the *Canada Gazette*, Part I and the date of publication of this notice, and be addressed to Cal Wenghofer, Arctic Manager, Oceans Directorate, Fisheries and Oceans Canada, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario K1A 0E6 (tel.: 613-990-9376; fax: 613-990–4810; e-mail Cal.Wenghofer@dfo-mpo.gc.ca).

Ottawa, April 1, 2010

JURICA ČAPKUN
Assistant Clerk of the Privy Council

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné que le gouverneur en conseil, en vertu du paragraphe 35(3) de la *Loi sur les océans*[a], se propose de prendre le *Règlement sur les zones de protection marine de Tarium Niryutait*, ci-après.

Les intéressés peuvent présenter leurs observations au sujet du projet de règlement dans les trente jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont priés d'y citer la *Gazette du Canada* Partie I, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Cal Wenghofer, gestionnaire de la région arctique, Direction générale des océans, Pêches et Océans Canada, 200 rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6 (tél. : 613-990-9376; téléc. : 613-990–4810; courriel : Cal.Wenghofer@dfo-mpo.gc.ca).

Ottawa, le 1er avril 2010

Le greffier adjoint du Conseil privé
JURICA ČAPKUN

TARIUM NIRYUTAIT MARINE PROTECTED AREAS REGULATIONS

INTERPRETATION

1. The following definitions apply in these Regulations.

"Agreement" means the Inuvialuit Final Agreement as approved, given effect and declared valid by the *Western Arctic (Inuvialuit) Claims Settlement Act*. (*Convention*)

"Areas" means the Tarium Niryutait Marine Protected Areas. (*zones*)

"waters" includes the seabed and subsoil below the waters to a depth of five metres. (*eaux*)

DESIGNATIONS

2. The Areas consist of

(*a*) the Niaqunnaq Marine Protected Area designated under section 3;

(*b*) the Okeevik Marine Protected Area designated under section 4; and

(*c*) the Kittigaryuit Marine Protected Area designated under section 5.

NIAQUNNAQ MARINE PROTECTED AREA

3. The area of the sea in Mackenzie Bay consisting of the waters within the boundaries described in plan number FB36305, certified on February 19, 2009 and depicted in plan number CLSR 91991, Sheet 2, which plans are deposited in the Canada Lands Surveys Records, is designated as the Niaqunnaq Marine Protected Area.

OKEEVIK MARINE PROTECTED AREA

4. (1) The area of the sea in the Mackenzie River Estuary consisting of the waters within the boundaries described in plan number FB36305, certified on February 19, 2009 and depicted in plan number CLSR 91991, Sheet 3, which plans are deposited in the Canada Lands Surveys Records, is designated as the Okeevik Marine Protected Area.

[a] S.C. 1996, c. 31

RÈGLEMENT SUR LES ZONES DE PROTECTION MARINE DE TARIUM NIRYUTAIT

DÉFINITIONS

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

« Convention » La Convention définitive des Inuvialuit, approuvée, mise en vigueur et déclarée valide par la *Loi sur le règlement des revendications des Inuvialuit de la région ouest de l'Arctique*. (*Agreement*)

« eaux » Sont assimilés aux eaux leur fond marin et leur sous-sol jusqu'à une profondeur de cinq mètres. (*waters*)

« zones » Les zones de protection marine de Tarium Niryutait. (*areas*)

DÉSIGNATION

2. Les zones se composent de :

a) la zone de protection marine de Niaqunnaq désignée à l'article 3;

b) la zone de protection marine de Okeevik désignée à l'article 4;

c) la zone de protection marine de Kittigaryuit désignée à l'article 5.

ZONE DE PROTECTION MARINE DE NIAQUNNAQ

3. L'espace maritime de la baie Mackenzie constitué des eaux situées à l'intérieur des limites indiquées dans le plan numéro FB36305, certifié le 19 février 2009, et représentées au plan numéro CLSR 91991, feuille 2, tels qu'ils sont déposés aux Archives d'arpentage des terres du Canada, est désigné comme la zone de protection marine de Niaqunnaq.

ZONE DE PROTECTION MARINE D'OKEEVIK

4. (1) L'espace maritime de l'estuaire du fleuve Mackenzie constitué des eaux situées à l'intérieur des limites indiquées au plan numéro FB36305, certifié le 19 février 2009, et représentées au plan numéro CLSR 91991, feuille 3, tels qu'ils sont déposés aux Archives d'arpentage des terres du Canada, est désigné comme la zone de protection marine d' Okeevik.

[a] L.C. 1996, ch. 31

(2) The Okeevik Marine Protected Area is comprised of Special Management Zones 1 and 2 and the Primary Protection Zone as described in plan number FB36305, certified on February 19, 2009 and depicted in plan number CLSR 91991, Sheet 3, which plans are deposited in the Canada Lands Surveys Records.

KITTIGARYUIT MARINE PROTECTED AREA

5. The area of the sea in the Mackenzie River Estuary consisting of the waters within the boundaries described in plan number FB36305, certified on February 19, 2009 and depicted in plan number CLSR 91991, Sheet 4, which plans are deposited in the Canada Lands Surveys Records, is designated as the Kittigaryuit Marine Protected Area.

PROHIBITED ACTIVITIES

6. No person shall

(*a*) disturb, damage or destroy in the Areas, or remove from them, any living marine organism or any part of its habitat; or

(*b*) carry out any activity in the Areas— including depositing, discharging or dumping any substance, or causing any substance to be deposited, discharged or dumped — that is likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a living marine organism or any part of its habitat.

EXCEPTIONS

7. The following activities may be carried out in the Areas:

(*a*) fishing in accordance with the Agreement;

(*b*) dredging

(i) that has been recommended under the Agreement and authorized by a competent government authority,

(ii) that is carried out in accordance with the *Navigable Waters Protection Act* and the *Fisheries Act* and their regulations, and

(iii) that does not result in and is not likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a marine mammal;

(*c*) fishing in accordance with the *Fisheries Act* and its regulations;

(*d*) a scientific activity that is carried out in accordance with the *Fisheries Act* and its regulations or

(i) that has been recommended under the Agreement and authorized by a competent government authority, and

(ii) that is carried out for the purpose of managing the Areas or for monitoring the effectiveness of conservation measures implemented in the Areas;

(*e*) a geophysical operation, as defined in section 2 of the *Canada Oil and Gas Geophysical Operations Regulations*,

(i) that has been recommended under the Agreement and authorized by a competent government authority,

(ii) that is carried out on, through or under the ice cover of the Areas,

(iii) that is carried out in accordance with the *Navigable Waters Protection Act*, *Species at Risk Act*, *Fisheries Act* and *Canadian Environmental Protection Act, 1999* and their regulations, and

(iv) that does not result in and is not likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a marine mammal;

(*f*) exploratory drilling for oil or gas in the Special Management Zones of the Okeevik Marine Protected Area

(2) La zone de protection marine d'Okeevik comprend la zone de protection primaire, la zone de gestion spéciale numéro un et la zone de gestion spéciale numéro deux indiquées au plan numéro FB36305, certifié le 19 février 2009, et représentées au plan numéro CLSR 91991, feuille 3, tels qu'ils sont déposés aux Archives d'arpentage des terres du Canada.

ZONE DE PROTECTION MARINE DE KITTIGARYUIT

5. L'espace maritime de l'estuaire du fleuve Mackenzie constitué des eaux situées à l'intérieur des limites indiquées au plan numéro FB36305, certifié le 19 février 2009, et représenté au plan numéro CLSR 91991, feuille 4, tels qu'ils sont déposés aux Archives d'arpentage des terres du Canada, est désigné comme la zone de protection marine de Kittigaryuit.

ACTIVITÉS INTERDITES

6. Il est interdit, dans les zones :

a) de perturber, d'endommager, de détruire ou d'enlever tout organisme marin vivant ou toute partie de son habitat;

b) de mener toute activité — notamment déposer, déverser ou rejeter une substance ou faire déposer, déverser ou rejeter une substance — susceptible de perturber, d'endommager, de détruire ou d'enlever tout organisme marin vivant ou toute partie de son habitat.

EXCEPTIONS

7. Il est permis de pratiquer dans les zones les activités suivantes :

a) la pêche pratiquée conformément à la Convention;

b) le dragage :

(i) qui a été recommandé conformément à la Convention et approuvé par l'autorité gouvernementale compétente,

(ii) qui est pratiqué conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables* et à la *Loi sur les pêches*, ainsi qu'à leurs règlements,

(iii) qui est pratiqué de façon à ne pas perturber, endommager, détruire ou enlever tout mammifère marin ou de façon à ne pas être susceptible de le faire;

c) la pêche pratiquée conformément à la *Loi sur les pêches* ainsi qu'à ses règlements;

d) une activité scientifique qui est pratiquée conformément à la *Loi sur les pêches* ainsi qu'à ses règlements ou qui, à la fois :

(i) a été recommandée conformément à la Convention et approuvée par l'autorité gouvernementale compétente,

(ii) est pratiquée dans le cadre de la gestion des zones ou de l'évaluation de l'efficacité des mesures de protection implantées dans les zones protégées;

e) une étude géophysique, au sens de l'article 2 du *Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche du pétrole et du gaz au Canada* :

(i) qui a été recommandée conformément à la Convention et approuvée par l'autorité gouvernementale compétente,

(ii) qui est pratiquée sur, à travers ou sous la couverture de glace des zones,

(iii) qui est pratiquée conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables*, à la *Loi sur les espèces en péril*, à la *Loi sur les pêches* et à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* ainsi qu'à leurs règlements,

(iv) qui est pratiqué de façon à ne pas perturber, endommager, détruire ou enlever tout mammifère marin ou de façon à ne pas être susceptible de le faire;

(i) that has been recommended under the Agreement and authorized by a competent government authority,

(ii) that is carried out on, through or under the ice cover of the Areas,

(iii) that is carried out in accordance with the *Navigable Waters Protection Act*, *Species at Risk Act*, *Fisheries Act* and *Canadian Environmental Protection Act, 1999* and their regulations, and

(iv) that does not result in and is not likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a marine mammal;

(*g*) oil or gas production in the Special Management Zones of the Okeevik Marine Protected Area,

(i) that has been recommended under the Agreement and authorized by a competent government authority,

(ii) that is carried out in accordance with the *Navigable Waters Protection Act*, *Species at Risk Act*, *Fisheries Act* and *Canadian Environmental Protection Act, 1999* and their regulations, and

(iii) that does not result in and is not likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a marine mammal;

(*h*) the construction or decommissioning of an oil or gas pipeline

(i) that has been recommended under the Agreement and authorized by a competent government authority,

(ii) that is carried out on, through or under the ice cover of the Areas,

(iii) that is carried out in accordance with the *Navigable Waters Protection Act*, *Species at Risk Act*, *Fisheries Act* and *Canadian Environmental Protection Act, 1999* and their regulations, and

(iv) that does not result in and is not likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a marine mammal;

(*i*) the maintenance of an oil or gas pipeline,

(i) that has been recommended under the Agreement and authorized by a competent government authority,

(ii) that is carried out in accordance with the *Navigable Waters Protection Act*, *Species at Risk Act*, *Fisheries Act* and *Canadian Environmental Protection Act, 1999* and their regulations, and

(iii) that does not result in and is not likely to result in the disturbance, damage, destruction or removal of a marine mammal;

(*j*) any movement or other activity of a ship, submarine or aircraft if the movement or other activity is carried out for the purpose of

(i) public safety, law enforcement or national security or for the exercise of Canadian sovereignty and the ship, submarine or aircraft is owned or operated by or on behalf of Her Majesty in right of Canada or by a foreign military force acting in cooperation with, or under the command or control of, the Canadian Forces, or

(ii) an emergency response under the direction, command or control of the Canadian Coast Guard; and

(*k*) any activity carried out for the purpose of public health and safety.

f) le forage exploratoire pour le pétrole ou le gaz dans les zones de gestion spéciale, de la zone de protection d'Okeevik :

(i) qui a été recommandé conformément à la Convention et approuvé par l'autorité gouvernementale compétente,

(ii) qui est pratiquée sur, à travers ou sous la couverture de glace des zones,

(iii) qui est pratiquée conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables*, à la *Loi sur les espèces en péril*, à la *Loi sur les pêches* et à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* ainsi qu'à leurs règlements,

(iv) qui est pratiqué de façon à ne pas perturber, endommager, détruire ou enlever tout mammifère marin ou de façon à ne pas être susceptible de le faire;

g) la production de pétrole ou de gaz dans les zones de gestion spéciale, de la zone de protection d'Okeevik;

(i) qui a été recommandée conformément à la Convention et approuvée par l'autorité gouvernementale compétente,

(ii) qui est pratiquée conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables*, à la *Loi sur les espèces en péril*, à la *Loi sur les pêches* et à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* ainsi qu'à leurs règlements,

(iii) qui est pratiqué de façon à ne pas perturber, endommager, détruire ou enlever tout mammifère marin ou de façon à ne pas être susceptible de le faire;

h) la construction et le démantèlement d'un oléoduc ou d'un gazoduc :

(i) qui ont été recommandés conformément à la Convention et approuvés par l'autorité gouvernementale compétente,

(ii) qui est pratiquée sur, à travers ou sous la couverture de glace des zones,

(iii) qui est pratiquée conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables*, à la *Loi sur les espèces en péril*, à la *Loi sur les pêches* et à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* ainsi qu'à leurs règlements,

(iv) qui est pratiqué de façon à ne pas perturber, endommager, détruire ou enlever tout mammifère marin ou de façon à ne pas être susceptible de le faire;

i) l'entretien d'oléoduc ou de gazoduc :

(i) qui a été recommandé conformément à la Convention et approuvé par l'autorité gouvernementale compétente,

(ii) qui est pratiquée conformément à la *Loi sur la protection des eaux navigables*, à la *Loi sur les espèces en péril*, à la *Loi sur les pêches* et à la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* ainsi qu'à leurs règlements,

(iii) qui est pratiqué de façon à ne pas perturber, endommager, détruire ou enlever tout mammifère marin ou de façon à ne pas être susceptible de le faire;

j) tout mouvement ou autre activité effectué par les navires, sous-marins ou aéronefs ci-après :

(i) soit ceux qui appartiennent à Sa Majesté du chef du Canada, ou sont exploités par elle ou en son nom ou par des forces militaires étrangères en collaboration avec les Forces canadiennes ou sous leur commandement ou contrôle dans le but d'assurer la sécurité publique, l'exécution de la loi, la sécurité nationale ou l'exercice de la souveraineté canadienne,

(ii) soit ceux qui participent à des interventions d'urgence sous la direction, le commandement ou le contrôle de la Garde côtière canadienne,

k) toute activité visant à assurer la santé et la sécurité publiques.

REPORTING OF ACCIDENTS

8. Every person who is involved in an accident that is likely to result in any disturbance, damage, destruction or removal prohibited under section 6 shall, within two hours after its occurrence, report the accident to the Canadian Coast Guard.

COMING INTO FORCE

9. These Regulations come into force on the day on which they are registered.

[15-1-o]

AVIS D'ACCIDENT

8. Toute personne en cause dans un accident susceptible d'entraîner toute perturbation, tout endommagement, toute destruction ou tout enlèvement interdits visés à l'article 6 en avise la Garde côtière canadienne dans les deux heures.

ENTRÉE EN VIGUEUR

9. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

[15-1-o]

Regulations Amending the Transportation of Dangerous Goods Regulations (Amendment 9)

Statutory authority

Transportation of Dangerous Goods Act, 1992

Sponsoring department

Department of Transport

REGULATORY IMPACT ANALYSIS STATEMENT

(*This statement is not part of the Regulations.*)

Issue and objectives

The *Transportation of Dangerous Goods Act, 1992* (TDG Act, 1992) and the *Transportation of Dangerous Goods Regulations* (TDG Regulations) are intended to promote public safety in the transportation of dangerous goods in Canada.

The proposed *Regulations Amending the Transportation of Dangerous Goods Regulations (Amendment 9)* would update the references in section 1.3.1, Table of Safety Standards and Safety Requirement Documents, to two safety standards published by the Canadian General Standards Board (CGSB), CGSB-43.126 on drums, and CGSB-43.147 on rail transport, would make consequential amendments to sections 5.9 and 5.12 of Part 5, Means of Containment and would remove a sunset date from special provision 89 in Schedule 2 referring to subsection 5.12(1). This proposed regulatory change also updates the references to the International Civil Aviation Organization (ICAO) Technical Instructions and the Supplement to the ICAO Technical Instructions to the 2009-2010 Edition. The 2009-2010 Edition is now available in English and French and the update is a timely addition to this amendment.

CGSB-43.126 was changed in September 2008 and harmonises the TDG Regulations with the requirements in the United Nations (UN) Recommendations on the Transport of Dangerous Goods Model Regulations for drums, notably the leakproofness test. CGSB-43.147 was amended in July 2008. Among other things, it clarifies the inspection and testing requirements applicable to means of containment for the handling, offering for transport or transporting of dangerous goods by rail.

Description and rationale

The proposed changes relative to the September 2008 version of CGSB-43.126 are made to harmonise with the United Nations' requirements for drums used in the transport of dangerous goods. CGSB-43.126 covers steel and plastic drums. The implications of this new standard in Canada are

- for steel drums:

- a minor change in the required thickness of the body of a drum for reconditioning (top/body/bottom greater than or equal to 1.0/0.8/1.0 mm from 1.0/1.0/1.0 mm or

Règlement modifiant le Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (modification nº 9)

Fondement législatif

Loi de 1992 sur le transport des marchandises dangereuses

Ministère responsable

Ministère des Transports

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT DE LA RÉGLEMENTATION

(*Ce résumé ne fait pas partie du Règlement.*)

Question et objectifs

La *Loi de 1992 sur le transport des marchandises dangereuses* (Loi de 1992) et le *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses* (Règlement TMD) ont pour but de favoriser la sécurité du public relativement au transport des marchandises dangereuses au Canada.

Le projet de *Règlement modifiant le Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (modification nº 9)* mettrait à jour les renvois cités à l'article 1.3.1, Tableau des documents sur les normes de sécurité et les règles de sécurité, à deux normes de sécurité publiées par l'Office des normes générales du Canada (ONGC), soit CGSB-43.126 concernant les fûts, et CGSB-43.147 visant le transport ferroviaire, apporterait des modifications corrélatives aux articles 5.9 et 5.12 de la partie 5, Contenants, et abrogerait une date limitative dans la disposition particulière 89 de l'annexe 2 mentionnant le paragraphe 5.12(1). Ce projet de modification réglementaire actualise également les renvois à l'édition 2009-2010 des Instructions techniques de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI) ainsi qu'au Supplément aux Instructions techniques de l'OACI. L'édition 2009-2010 est maintenant disponible en français et en anglais et la mise à jour est un ajout opportun à ce modificatif.

La norme CGSB-43.126 modifiée en septembre 2008 harmonise le Règlement TMD avec les exigences des Recommandations relatives au transport des marchandises dangereuses des Nations Unies (ONU) concernant les fûts, notamment l'épreuve d'étanchéité. La norme CGSB-43.147 modifiée en juillet 2008 précise, entre autres, les exigences sur les vérifications et les épreuves applicables aux contenants utilisés pour la manutention, la demande de transport et le transport ferroviaire des marchandises dangereuses.

Description et justification

Les modifications projetées concernant la version de septembre 2008 de la norme CGSB-43.126 visent à l'harmoniser avec les exigences des Nations Unies en ce qui a trait aux fûts utilisés pour le transport des marchandises dangereuses. La norme CGSB-43.126 vise les fûts en acier et en plastique. Les conséquences au Canada de cette nouvelle norme sont les suivantes :

- en ce qui concerne les fûts en acier :

- une modification mineure de l'épaisseur exigée de la virole d'un fût lors du reconditionnement (haut/virole/fond

1.1/0.8/1.1 mm used previously) reflecting the thickness of used drums currently available on the market and that have proven to be amenable to reconditioning for dangerous goods;

- a change in pressure requirements for leak tests from 50 kPa to 30 kPa or 20 kPa depending on the packing group, with a leak test of five (5) minutes instead of three (3) seconds.

- for plastic drums:

- a minimum thickness requirement of 2.2 mm for reconditioning;
- a change in pressure required for leak tests from 25 kPa to 30 kPa or 20 kPa depending on the packing group, with a leak test of five (5) minutes instead of three (3) seconds;
- a permitted use period for a plastic drum of sixty (60) months from the date of manufacture without exception.

Although the thickness requirements for steel drums in the September 2008 version of CGSB-43.126 are lower (top/body/bottom of 1.0/1.0/1.0 mm or 1.1/0.8/1.1 mm were previously used), there is minimal anticipated saving, because the same drums will be used and the purchase of new drums will only be marginally less expensive. Some companies already use drums with lower steel thicknesses and some of these drums will become available for reconditioning. The lower thickness requirement was chosen by consensus at the standard committee level based on the experience and safety record of reconditioners with these drums in other countries.

The change in the September 2008 version of CGSB-43.126 to the requirements for leakproofness tests introduces some lower pressure requirements but extends the length of the test (from three (3) seconds to five (5) minutes), aligning the test with the UN Recommendations. The new leakproofness test is equivalent in terms of safety. The benefits of lower pressure levels are that the top and bottom of steel drums will no longer bulge under pressure, a problem that necessitated a restraint or push back of the drum, reducing the efficiency of the test. Most reconditioners use an equivalent (validated and documented) test method as allowed under the standard.

The permitted use period and the reconditioning requirements represent the largest difference for the users of plastic drums. The previous standard allowed new plastic drums dedicated to transporting single dangerous goods included in Packing Group II or III to be used for up to ten years without reconditioning "provided that the filler has documented and demonstrated that the drum or jerrican continues to meet performance requirements". The packing group indicates the level of hazard of dangerous goods: Packing Group I indicates great danger, Packing Group II indicates medium danger and Packing Group III indicates minor danger. In the September 2008 version of CGSB-43.126, all plastic drums will have a permitted use period of five (5) years and will be subject to reconditioning.

The costs foreseen are for the increase in reconditioning of plastic drums or, alternatively, their disposal and replacement.

égal ou supérieur à 1,0/0,8/1,0 mm à l'encontre des épaisseurs antérieures 1,0/1,0/1,0 mm ou 1,1/0,8/1,1 mm), ce qui correspond à l'épaisseur des fûts usagés actuellement disponibles sur le marché et qui se sont révélés aptes au reconditionnement pour contenir des marchandises dangereuses;

- une modification aux exigences des pressions des épreuves d'étanchéité de 50 kPa à 30 kPa ou 20 kPa selon le groupe d'emballage, où l'épreuve dure cinq (5) minutes au lieu de trois (3) secondes.

- en ce qui concerne les fûts en plastique :

- l'exigence d'une épaisseur minimale de 2,2 mm pour le reconditionnement;
- une modification de la pression requise pour les épreuves d'étanchéité de 25 kPa à 30 kPa ou 20 kPa selon le groupe d'emballage, où l'épreuve dure cinq (5) minutes au lieu de trois (3) secondes;
- une période déterminée d'utilisation des fûts en plastique de soixante (60) mois, sans exception, à compter de la date de fabrication.

Bien que les exigences de l'épaisseur des fûts en acier aient été diminuées dans la version de septembre 2008 de la norme CGSB-43.126 (haut/virole/fond auparavant 1,0/1,0/1,0 ou 1,1/0,8/1,1 mm), l'on ne prévoit que des économies minimes parce que les mêmes fûts seront utilisés et les nouveaux fûts achetés ne seront qu'à peine moins chers. Certaines compagnies utilisent déjà des fûts dont l'acier est d'une plus faible épaisseur et certains de ces fûts deviendront disponibles pour le reconditionnement. La plus faible épaisseur a été agréée par consensus au niveau du comité de la norme sur la base de l'expérience acquise et des antécédents de la sécurité des installations de reconditionnement de ces fûts à l'étranger.

La modification à la version de septembre 2008 de la norme CGSB-43.126 concernant les exigences sur l'épreuve d'étanchéité, apporte des exigences de pression inférieures mais ajoute à la durée de l'épreuve (de trois (3) secondes à cinq (5) minutes), harmonisant ainsi l'épreuve avec les Recommandations de l'ONU. La nouvelle épreuve d'étanchéité est équivalente en ce qui concerne la sécurité. L'avantage de niveaux de pression réduits est d'éviter le bombement du haut et du fond des fûts en acier lorsqu'ils sont sous pression, une difficulté qui demandait une retenue ou le refoulement du fût, ce qui diminuait l'efficacité de l'épreuve. La plupart des installations de reconditionnement utilisent une méthode d'épreuve équivalente (certifiée et documentée) telle qu'autorisée dans la norme.

Les utilisateurs de fûts en plastique sont davantage touchés par les modifications concernant la période d'utilisation autorisée et les exigences visant le reconditionnement. La norme précédente permettait d'utiliser les fûts en plastique neufs dédiés au transport d'une seule marchandise dangereuse incluse dans le groupe d'emballage II ou III jusqu'à dix ans sans reconditionnement « à condition que la personne qui remplit le fût puisse documenter et démontrer que le fût ou le jerrican satisfait toujours les exigences de rendement. » Le groupe d'emballage indique le niveau de danger de la marchandise dangereuse : le groupe d'emballage I indique un danger élevé, le groupe d'emballage II indique un danger moyennement élevé et le groupe d'emballage III indique un danger faible. Selon la version de septembre 2008 de la norme CGSB-43.126, tous les fûts en plastique ne pourront être utilisés que pendant cinq (5) ans et seront sujets au reconditionnement.

Les coûts anticipés seront dus, soit au reconditionnement accru des fûts en plastique, ou à leur élimination ou remplacement. Les

Consultation indicates that companies previously using dedicated plastic drums have switched to regular reconditioning and, therefore, would not be affected.

The revised standard on rail, CGSB-43.147, introduces a number of changes, the most significant are the following listed by subject:

- safety requirements and accident prevention measures
  - modify welded attachment requirements on tank car tanks – this change was derived from accident cause analysis,
  - add requirements for the qualification of tank cars used for cryogenic liquids,
  - clarify that the joint between tank car service equipment and unloading equipment must be adequate to prevent leakage,
  - clarify the need to disconnect loading and unloading hoses when the loading or unloading is discontinued,
  - establish the acceptable level of defects in tank car thermal protection systems based on results from Transport Canada's research projects,
  - clarify the tank container impact test administrative provisions and update the technical requirements to align with International Standard ISO 1496-3, Amendment 1;
- permits for equivalent level of safety
  - allow tank cars (excluding tank cars for dangerous goods included in Class 2) to have a gross weight of up to 286 000 lbs (previously covered by permit),
  - grandfather tank cars previously built and operated under permit;
- miscellaneous
  - exempt from the inspection of hydrogen peroxide ceramic venting devices for tank cars being returned after unloading,
  - remove the adoption by reference of the commodity name marking requirements in 49 CFR, Part 172.330 (the United States' regulations).

These changes should have a positive impact on safety as the criteria for testing and inspection improve with better knowledge and understanding. There might be some savings in administrative cost since some permits for equivalent level of safety will no longer be required. For example, a number of permits have been issued with strict conditions to allow an increased gross weight of tank cars up to 286 000 lbs and have been effective; therefore these permits have been incorporated into the standard.

The addition of section 5.9 is intended to quantify the limits and the extent beyond which some defects to tanks would be considered a danger to public safety if tank cars were to be transported with those defects present. Currently, there are no regulatory quantifiable limits for defects in the tanks such as dents and buckles. With this proposal a tank car cannot be used for the transportation of dangerous goods if the tank shell has a deformation greater than 19 mm (0.75 inch) or 0.75% of the inside diameter, whichever is lowest.

consultations indiquent que les compagnies qui, auparavant, utilisaient des fûts en plastique en service exclusif sont passées au reconditionnement régulier et, conséquemment, ne seraient pas touchées.

La norme CGSB-43.147 sur le transport ferroviaire, telle que modifiée, apporte un certain nombre de modifications, dont les principales sont énumérées, par sujet, ci-dessous :

- les exigences sur la sécurité et mesures de prévention des accidents
  - modifient les exigences sur les accessoires soudés sur les citernes de wagons-citernes – modification faisant suite aux analyses des causes d'accidents,
  - ajoutent des exigences sur la qualification des wagons-citernes utilisés pour le transport des liquides cryogéniques,
  - précisent que les joints entre les accessoires de service du wagon-citerne et l'équipement de déchargement doivent être adéquats pour permettre d'éviter tout rejet,
  - précisent l'obligation de débrancher les tuyaux de chargement et de déchargement lorsque ces opérations cessent,
  - déterminent le niveau acceptable des défauts des systèmes de protection thermique des wagons-citernes, selon les résultats des projets de recherche de Transports Canada,
  - précisent les dispositions administratives de l'épreuve d'impact des conteneurs-citernes, et actualisent les exigences techniques pour les harmoniser avec le Modificatif 1 de la norme internationale ISO 1496-3;
- les permis de niveau équivalent de sécurité
  - autorisent une masse brute allant jusqu'à 286 000 livres pour les wagons-citernes (autres que ceux transportant des marchandises dangereuses incluses dans la classe 2) ce qui faisait auparavant l'objet d'un permis,
  - autorisent de continuer l'utilisation des wagons-citernes déjà construits et autorisés en vertu d'un permis;
- des dispositions diverses
  - exemptent de l'inspection les filtres de type céramique du dispositif de ventilation des wagons-citernes ayant transporté du peroxyde d'hydrogène et retournés après le déchargement,
  - abrogent le renvoi concernant l'adoption des exigences de la partie 172.330 du 49 CFR du règlement des États-Unis visant le marquage du nom des marchandises.

Ces modifications devraient avoir un effet positif sur la sécurité car les critères applicables aux épreuves et aux inspections s'améliorent avec une meilleure connaissance et compréhension. Des économies de coûts pourraient être réalisées sur le plan administratif, puisque certains permis de niveau équivalent de sécurité ne seront plus nécessaires. Par exemple, un certain nombre de permis avaient été émis, assortis de conditions strictes, autorisant une masse brute pouvant aller jusqu'à 286 000 livres pour les wagons-citernes, qui se sont révélés efficaces; ces permis ont donc été incorporés à la norme.

L'ajout de l'article 5.9 vise à chiffrer les limites et le degré au-delà desquels les défauts de la citerne seraient considérés comme posant un risque pour la sécurité publique si les wagons-citernes étaient utilisés avec ces défauts. Il n'existe à l'heure actuelle pas de limites réglementaires permettant de chiffrer les défauts tels que bosselures et pliures. Ce projet interdit d'utiliser un wagon-citerne pour le transport de marchandises dangereuses si la coque de la citerne porte une déformation supérieure à 19 mm (0,75 pouce) ou 0,75 % de son diamètre intérieur, la valeur la plus faible étant retenue.

Section 5.9.1 indicates that the application for registration of a tank car facility no longer requires evidence of a valid and current certification with the Association of American Railroads. This requirement was previously implemented as a practical transition measure to minimise the administrative burden when Transport Canada started to register these facilities. This is no longer necessary.

The proposed changes include a modification to special provision 89 in Schedule 2 of the TDG Regulations removing the cut-off date of January 1, 2010, for using the means of containment described in the special provision. This special provision will ultimately be placed in a technical standard and there is no reason to maintain the cut-off date.

The proposed amendments would not impact the intent or the scope of the TDG Regulations. They are expected to enhance the administration of the transportation of dangerous goods regulatory program, increase safety and maintain alignment with international standards. It is anticipated that the proposed amendments would have a minimal but positive impact on the way consignors and carriers of dangerous goods do business.

In accordance with the Cabinet Directive on the Environmental Assessment of Policy, Plan and Program Proposals, and the Transport Canada Policy Statement on Strategic Environmental Assessment, a strategic environmental assessment (SEA) of the amendments was conducted, in the form of a Preliminary Scan. The SEA concluded that the amendments are not likely to have important environmental implications.

Consultation

Consultation included the identification of issues and concerns, and a major effort to obtain a wide consensus, involving standard committees, groups and organizations responsible for public safety. Costs and benefits, alternatives, enforcement policies and public safety initiatives were raised and discussed. Informal consultation was initiated in the fall of 2008 with stakeholders i.e., manufacturers and users of drums and the rail industry and comments are favourable. The comments provided by the stakeholders assisted in understanding the impact of the changes.

For the standard on drums, CGSB-43.126, there was very little reaction to the additional reconditioning requirements for plastic drums. Those who commented indicated that they reconditioned all their plastic drums. Comments were directed instead at the changes to the leak test for steel drums. The pressure required in the test has been lowered; however, the immersion period has been increased from three (3) seconds to five (5) minutes. For some companies who are currently using the recommended three (3) second immersion as their testing procedure instead of an equivalent method (only one company indicated use of the recommended three (3) second immersion), this change from three (3) second immersion to five (5) minutes diminishes their production. Those companies, however, could be opting for equivalent and more efficient tests.

For the standard on rail, CGSB-43.147, the proposed section 5.9 generated comments from the stakeholders because the criteria are different from some that the Association of American Railroads use in manufacturing, that is, one per cent of the tank inside diameter. Most commenters agreed that the proposal in section 5.9 is safer and has little economic impact.

L'article 5.9.1 précise que la demande d'inscription d'une installation pour les wagons-citernes n'exige plus une certification valable de l'Association of American Railroads. Cette exigence fut mise en place comme mesure transitoire pratique pour minimiser la charge administrative lorsque Transports Canada a commencé à inscrire ces installations. Cette mesure n'est plus nécessaire.

Les modifications suggérées incluent une modification à la disposition particulière 89 de l'annexe 2 du Règlement TMD qui abroge le date limite du 1er janvier 2010 pour l'utilisation des contenants définis dans la disposition particulière. Cette disposition particulière trouvera éventuellement sa place dans une norme technique et la date limite n'a donc pas de raison d'être.

Les modifications projetées n'auraient pas de retombées sur le but et la portée du Règlement TMD. L'on s'attend à ce qu'elles renforcent l'administration du programme d'observation du transport des marchandises dangereuses, augmentent la sécurité et maintiennent l'harmonisation avec les normes internationales. L'on pense que les modifications suggérées auraient un impact minime, mais positif, sur la façon dont les expéditeurs et les transporteurs de marchandises dangereuses conduisent leurs affaires.

Conformément à la Directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes, et à l'énoncé de principes sur l'évaluation environnementale stratégique de Transports Canada, une évaluation environnementale stratégique (ÉES) a été effectuée, sous forme d'une exploration préliminaire. Les résultats de l'ÉES ont montré que les modificatifs n'auront probablement pas d'incidence importante sur l'environnement.

Consultation

La consultation incluait la précision des problèmes et préoccupations et un effort majeur afin d'obtenir un bon consensus, en incluant les comités des normes et les groupes et organismes responsables de la sécurité publique. Les coûts et avantages, les solutions possibles, les politiques d'application et les initiatives concernant la sécurité publique ont été soulevés et discutés. Des consultations officieuses ont débuté à l'automne 2008 avec les parties prenantes, à savoir, fabricants et utilisateurs de fûts et industrie du transport ferroviaire, et les commentaires ont été favorables. Les commentaires des parties prenantes ont permis une meilleure compréhension des incidences issues des modifications.

Dans le cas de la norme CGSB-43.126 sur les fûts, il y a eu peu de réaction aux exigences supplémentaires du reconditionnement des fûts en plastique. Ceux qui ont fait parvenir des observations indiquaient qu'ils reconditionnaient tous leurs fûts en plastique. Les observations visaient plutôt les modifications apportées à l'épreuve d'étanchéité des fûts en acier. La pression d'essai a été diminuée; toutefois le temps d'immersion lors de l'épreuve a été augmenté en passant de trois (3) secondes à cinq (5) minutes. Pour ces compagnies qui utilisent actuellement l'immersion recommandée de trois (3) secondes pour leur procédure d'épreuve (une seule compagnie a indiqué qu'elle utilisait l'immersion recommandée de trois (3) secondes) au lieu d'une méthode équivalente, ce changement de temps d'immersion de trois (3) secondes à cinq (5) minutes diminue leur rythme de production. Toutefois, ces compagnies pourraient choisir des épreuves équivalentes et plus efficaces.

En ce qui concerne la norme CGSB-43.147 sur le transport ferroviaire, la proposition d'ajouter l'article 5.9 a provoqué des observations de la part des parties prenantes, car les critères diffèrent de certains de ceux utilisés par l'Association of American Railroads pendant la fabrication, soit un pour cent du diamètre intérieur de la citerne. La plupart des auteurs d'observations

Further consultation on the Transport Canada website and with members of the Federal-Provincial/Territorial Task Force and the General Policy Advisory Council raised no additional comments.

Implementation, enforcement and service standards

Compliance with these changes would be accomplished through the existing inspection network. The network includes both federal and provincial inspection forces who inspect all modes of transport and all consignors of dangerous goods. The inspectors need to be made aware of the changes.

Contacts

For further information on the Regulatory Impact Analysis Statement, please contact

Ms. Michèle Provencher
Senior Statistician
Research, Evaluation and Systems Branch
Transport Dangerous Goods Directorate
Department of Transport
Place de Ville, Tower C, 9th Floor
330 Sparks Street
Ottawa, Ontario
K1A 0N5
Telephone: 613-990-1894
Fax: 613-993-5925
Email: michele.provencher@tc.gc.ca

For further information on the amendments to the TDG Regulations, please contact

Ms. Linda Hume-Sastre
Director
Legislation and Regulations Branch
Transport Dangerous Goods Directorate
Department of Transport
Place de Ville, Tower C, 9th Floor
330 Sparks Street
Ottawa, Ontario
K1A 0N5
Telephone: 613-998-0517
Fax: 613-993-5925
Email: linda.hume-sastre@tc.gc.ca

s'accordent à dire que l'article 5.9 offre une plus grande sécurité et cause peu de retombées économiques.

De plus amples consultations sur le site Web de Transports Canada, ainsi qu'avec les membres du Groupe de travail fédéral-provincial-territorial et ceux du Comité consultatif sur la politique générale relative au transport des marchandises dangereuses n'ont soulevé aucune observation supplémentaire.

Mise en œuvre, application et normes de service

La conformité à ces modifications serait vérifiée par le réseau actuel d'inspection. Ce réseau se compose d'inspecteurs fédéraux et provinciaux qui inspectent tous les modes de transport et tous les expéditeurs de marchandises dangereuses. Les inspecteurs devront être avertis de ces modifications.

Personnes-ressources

Pour en savoir plus sur le résumé de l'étude d'impact de la réglementation, s'adresser à :

Madame Michèle Provencher
Statisticienne principale
Direction Recherche, évaluation et systèmes
Direction générale du transport des marchandises dangereuses
Ministère des Transports
Place de Ville, Tour C, 9e étage
330, rue Sparks
Ottawa (Ontario)
K1A 0N5
Téléphone : 613-990-1894
Télécopieur : 613-993-5925
Courriel : michele.provencher@tc.gc.ca

Pour en savoir plus sur les modifications au Règlement TMD, s'adresser à :

Madame Linda Hume-Sastre
Directrice
Direction Législation et règlements
Direction générale du transport des marchandises dangereuses
Ministère des Transports
Place de Ville, Tour C, 9e étage
330, rue Sparks
Ottawa (Ontario)
K1A 0N5
Téléphone : 613-998-0517
Télécopieur : 613-993-5925
Courriel : linda.hume-sastre@tc.gc.ca

PROPOSED REGULATORY TEXT

Notice is hereby given, pursuant to subsection 30(1)[a] of the *Transportation of Dangerous Goods Act, 1992*[b], that the Governor in Council, pursuant to sections 27[c] and 27.1[d] of that Act, proposes to make the annexed *Regulations Amending the Transportation of Dangerous Goods Regulations (Amendment 9)*.

[a] S.C. 2009, c. 9, ss. 29(1)
[b] S.C. 1992, c. 34
[c] S.C. 2009, c. 9, s. 25
[d] S.C. 2009, c. 9, s. 26

PROJET DE RÉGLEMENTATION

Avis est donné, conformément au paragraphe 30(1)[a] de la *Loi de 1992 sur le transport des marchandises dangereuses*[b], que la gouverneure en conseil, en vertu des articles 27[c] et 27.1[d] de cette loi, se propose de prendre le *Règlement modifiant le Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (modification nº 9)*, ci-après.

[a] L.C. 2009, ch. 9, par. 29(1)
[b] L.C. 1992, ch. 34
[c] L.C. 2009, ch. 9, art. 25
[d] L.C. 2009, ch. 9, art. 26

Interested persons may make representations concerning the proposed Regulations to the Minister of Transport within 75 days after the date of publication of this notice. All such representations must be in writing and cite the *Canada Gazette*, Part I, and the date of publication of this notice, and be sent to Linda Hume-Sastre, Director, Legislation and Regulations Branch, Transport Dangerous Goods Directorate, Department of Transport, Place de Ville, Tower C, 9th Floor, 330 Sparks Street, Ottawa, Ontario K1A 0N5 (tel.: 613-998-0517; fax: 613-993-5925; e-mail: linda.hume-sastre@tc.gc.ca).

Ottawa, April 1, 2010

JURICA ČAPKUN
Assistant Clerk of the Privy Council

Les intéressés peuvent présenter par écrit au ministre des Transports, leurs observations au sujet du projet de règlement dans les soixante-quinze jours suivant la date de publication du présent avis. Ils sont priés d'y citer la *Gazette du Canada* Partie I, ainsi que la date de publication, et d'envoyer le tout à Linda Hume-Sastre, directrice, Direction Législation et règlements, Direction générale du transport des marchandises dangereuses, ministère des Transports, Place de Ville, Tour C, 9e étage, 330, rue Sparks, Ottawa (Ontario) K1A 0N5 (tél. : 613-998-0517; téléc. : 613-993-5925; courriel : linda.hume-sastre@tc.gc.ca).

Ottawa, le 1er avril 2010

Le greffier adjoint du Conseil privé
JURICA ČAPKUN

REGULATIONS AMENDING THE TRANSPORTATION OF DANGEROUS GOODS REGULATIONS (AMENDMENT 9)

AMENDMENTS

1. The portion of items 10, 12, 22 and 34 of the table to section 1.3.1 of the *Transportation of Dangerous Goods Regulations*[1] in column 2 is replaced by the following:

Item	Column 1 Short Form	Column 2 Safety Standard or Safety Requirement
10 **(9)**	**CGSB-43.126**	Canadian General Standards Board CGSB-43.126-2008, "Reconditioning, Remanufacturing and Repair of Drums for the Transportation of Dangerous Goods", September 2008, published by the Canadian General Standards Board (CGSB)
12 **(11)**	**CGSB-43.147**	National Standard of Canada CAN/CGSB-43.147-2005, "Construction, Modification, Qualification, Maintenance, and Selection and Use of Means of Containment for the Handling, Offering for Transport, or Transporting of Dangerous Goods by Rail", May 2005, as amended in July 2008, published by the Canadian General Standards Board (CGSB)
22 **(23)**	**ICAO Technical Instructions**	"Technical Instructions for the Safe Transport of Dangerous Goods by Air", 2009-2010 Edition, published by the International Civil Aviation Organization (ICAO)
34 **(35)**	**Supplement to the ICAO Technical Instructions**	Supplement to the "Technical Instructions for the Safe Transport of Dangerous Goods by Air", 2009-2010 Edition, published by the International Civil Aviation Organization (ICAO)

[1] SOR/2001-286

RÈGLEMENT MODIFIANT LE RÈGLEMENT SUR LE TRANSPORT DES MARCHANDISES DANGEREUSES (MODIFICATION No 9)

MODIFICATIONS

1. Les passages des articles 9, 11, 23 et 35 du tableau de l'article 1.3.1 du *Règlement sur le transport des marchandises dangereuses*[1] figurant dans la colonne 2 sont remplacés par ce qui suit :

Article	Colonne 1 Forme abrégée	Colonne 2 Norme de sécurité ou règle de sécurité
9 **(10)**	**CGSB-43.126**	Office des normes générales du Canada CGSB-43.126-2008, « Reconditionnement, reconstruction et réparation des fûts pour le transport des marchandises dangereuses », septembre 2008, publiée par l'Office des normes générales du Canada (ONGC)
11 **(12)**	**CGSB-43.147**	Norme nationale du Canada CAN/CGSB-43.147-2005, « Construction, modification, qualification, entretien, sélection et utilisation des contenants pour la manutention, la demande de transport ou le transport des marchandises dangereuses par chemin de fer », mai 2005, modifiée en juillet 2008 et publiée par l'Office des normes générales du Canada (ONGC)
23 **(22)**	**Instructions techniques de l'OACI**	« Instructions techniques pour la sécurité du transport aérien des marchandises dangereuses », édition de 2009-2010, publiées par l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI)
35 **(34)**	**Supplément aux Instructions techniques de l'OACI**	Supplément aux « Instructions techniques pour la sécurité du transport aérien des marchandises dangereuses », édition de 2009-2010, publié par l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI)

[1] DORS/2001-286

2. The definitions "ICAO Technical Instructions" and "Supplement to the ICAO Technical Instructions" in section 1.4 of the Regulations are replaced by the following:

ICAO Technical Instructions	means the "Technical Instructions for the Safe Transport of Dangerous Goods by Air", 2009-2010 Edition, published by the International Civil Aviation Organization (ICAO). **(Instructions techniques de l'OACI)**
Supplement to the ICAO Technical Instructions	means the Supplement to the "Technical Instructions for the Safe Transport of Dangerous Goods by Air", 2009-2010 Edition, published by the International Civil Aviation Organization (ICAO). **(Supplément aux Instructions techniques de l'OACI)**

3. The Table of Contents of Part 5 of the Regulations is amended by adding the following after the entry for section 5.8:

Tank Car Defects That Could Endanger Public Safety..... 5.9
Information Required with an Application for Registration..... 5.9.1

4. Part 5 of the Regulations is amended by adding the following after section 5.8:

5.9 Tank Car Defects That Could Endanger Public Safety

A tank car must not be used to transport dangerous goods if

(a) its tank shell has any deformation that results in a change greater than 19 mm (0.75 inches) in its cross-sectional circumference or greater than 0.75 per cent in its inside diameter, whichever is the lesser, from the design indicated in the tank car's original Certificate of Construction or from any subsequent modification to the tank car approved by the Tank Car Committee of the Association of American Railroads;

(b) either of its tank ends has any deformation that results in a change greater than 25 mm (1 inch) in the profile of its elliptical surface from the design indicated in the tank car's original Certificate of Construction or from any subsequent modification to the tank car approved by the Tank Car Committee of the Association of American Railroads;

(c) its tank shell has any deformed area that includes a tank weld, and the deformation results in a dimensional change greater than half of that set out in paragraph (a); or

(d) either of its tank ends has any deformed area that includes a tank weld in its elliptical surface, and the deformation results in a dimensional change greater than half of that set out in paragraph (b).

2. Les définitions de « Instructions techniques de l'OACI » et « Supplément aux instructions techniques de l'OACI », à l'article 1.4 du même règlement, sont remplacées par ce qui suit :

Instructions techniques de l'OACI	« Instructions techniques pour la sécurité du transport aérien des marchandises dangereuses », édition de 2009-2010, publiées par l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI). **(ICAO Technical Instructions)**
Supplément aux Instructions techniques de l'OACI	Supplément aux « Instructions techniques pour la sécurité du transport aérien des marchandises dangereuses », édition de 2009-2010, publié par l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI). **(Supplement to the ICAO Technical Instructions)**

3. La table des matières de la partie 5 du même règlement est modifiée par adjonction, après l'entrée de l'article 5.8, de ce qui suit :

Défauts des wagons-citernes qui pourraient menacer la sécurité publique..... 5.9
Renseignements exigés lors d'une demande d'enregistrement..... 5.9.1

4. La partie 5 du même règlement est modifiée par adjonction, après l'article 5.8, de ce qui suit :

5.9 Défauts des wagons-citernes qui pourraient menacer la sécurité publique

Il est interdit d'utiliser un wagon-citerne pour transporter des marchandises dangereuses dans les conditions suivantes :

a) la coque de sa citerne porte des déformations dont l'effet est de modifier la circonférence de sa section transversale de plus de 19 mm (0,75 po) ou le diamètre intérieur de plus de 0,75 pour cent, la valeur la plus faible étant retenue, par rapport à la conception indiquée dans le certificat de construction original du wagon-citerne ou à toute modification subséquente du wagon-citerne agréée par le comité des wagons-citernes de l'Association of American Railroads;

b) l'un des bouts de sa citerne porte des déformations dont l'effet est de modifier le profil de sa surface elliptique de plus de 25 mm (1 po), par rapport à la conception indiquée dans le certificat de construction original du wagon-citerne ou à toute modification subséquente du wagon-citerne agréée par le comité des wagons-citernes de l'Association of American Railroads;

c) la coque de sa citerne comporte une zone déformée qui a notamment une soudure de citerne, et la déformation entraîne une modification des dimensions supérieure à la moitié de celle prévues à l'alinéa a);

d) l'un des bouts de sa citerne comporte une zone déformée qui a notamment une soudure de citerne dans sa surface elliptique, et la déformation entraîne une modification des dimensions supérieure à la moitié de celle prévue à l'alinéa b).

5.9.1 Information Required with an Application for Registration

Despite paragraph 4.11.3 c. of CGSB-43.147, an application for registration of a tank car facility need not include evidence that the facility has a valid and current certification issued by the Association of American Railroads.

5. Subsections 5.12(1) and (2) of the Regulations are replaced by the following:

(1) A person must not handle, offer for transport or transport dangerous goods included in Class 3, 4, 5, 6.1, 8 or 9 in a small means of containment unless it is a UN standardized means of containment selected and used in accordance with sections 2, 3, 12 and 13 of CGSB-43.146 or sections 2 and 3 of Part I of CGSB-43.150 and sections 12 to 17 of Part II of CGSB-43.150.

(2) A person must not reuse a steel or plastic drum with a capacity greater than or equal to 150 L to handle, offer for transport or transport dangerous goods that are liquid and are included in Class 3, 4, 5, 6.1, 8 or 9 unless

(a) for a steel drum, the requirements for the reconditioning, remanufacturing and repair in Part II of CGSB-43.126 are complied with and the drum reconditioning, remanufacturing and repair facility is registered with Transport Canada in accordance with the requirements of Appendix A of CGSB-43.126; or

(b) for a plastic drum, the requirements for the reconditioning, remanufacturing and repair in Part III of CGSB-43.126 are complied with and the drum reconditioning, remanufacturing and repair facility is registered with Transport Canada in accordance with the requirements of Appendix A of CGSB-43.126.

6. The portion of special provision 89 of Schedule 2 to the Regulations before paragraph (a) is replaced by the following:

89 Despite subsection 5.12(1) of Part 5, Means of Containment, these dangerous goods may be transported on a road vehicle or a ship on a domestic voyage in a small means of containment if the small means of containment

COMING INTO FORCE

7. These Regulations come into force on the day on which they are registered.

[15-1-o]

5.9.1 Renseignements exigés lors d'une demande d'enregistrement

Malgré l'alinéa 4.11.3 c. de la norme CGSB-43.147, une demande d'enregistrement d'une installation pour wagons-citernes n'a pas à comporter de preuve que celle-ci a une certification valide délivrée par l'Association of American Railroads.

5. Les paragraphes 5.12 (1) et (2) du même règlement sont remplacés par ce qui suit :

(1) Il est interdit de manutentionner, de demander de transporter ou de transporter des marchandises dangereuses incluses dans les classes 3, 4, 5, 6.1, 8 ou 9 dans un petit contenant qui n'est pas un contenant normalisé UN sélectionné et utilisé conformément aux articles 2, 3, 12 et 13 de la norme CGSB-43.146 ou aux articles 2 et 3 de la partie I de la norme CGSB-43.150 et aux articles 12 à 17 de la partie II de la norme CGSB-43.150.

(2) Il est interdit de réutiliser un fût en acier ou en plastique dont la capacité est supérieure ou égale à 150 L pour la manutention, la demande de transport ou le transport de marchandises dangereuses qui sont liquides et qui sont incluses dans la classe 3, 4, 5, 6.1, 8 ou 9, sauf dans les cas suivants :

a) s'il s'agit d'un fût en acier, les exigences concernant le reconditionnement, la reconstruction et la réparation précisées à la partie II de la norme CGSB-43.126 sont respectées et l'installation de reconditionnement, de reconstruction et de réparation des fûts est inscrite auprès de Transports Canada conformément aux exigences de l'appendice A de la norme CGSB-43.126 ;

b) s'il s'agit d'un fût en plastique, les exigences concernant le reconditionnement, la reconstruction et la réparation précisées à la partie III de la norme CGSB-43.126 sont respectées et l'installation de reconditionnement, de reconstruction et de réparation des fûts est inscrite auprès de Transports Canada conformément aux exigences de l'appendice A de la norme CGSB-43.126.

6. Le passage de la disposition particulière 89 de l'annexe 2 du même règlement précédant l'alinéa *a*) est remplacé par ce qui suit :

89 Malgré le paragraphe 5.12(1) de la partie 5, Contenants, ces marchandises dangereuses peuvent être transportées à bord d'un véhicule routier ou d'un navire au cours d'un voyage intérieur, dans de petits contenants, si les conditions suivantes sont réunies :

ENTRÉE EN VIGUEUR

7. Le présent règlement entre en vigueur à la date de son enregistrement.

[15-1-o]

INDEX

Vol. 144, No. 15 — April 10, 2010

(An asterisk indicates a notice previously published.)

COMMISSIONS

Canada Border Services Agency
Special Import Measures Act
Greenhouse bell peppers — Decision 721
Canada Revenue Agency
Income Tax Act
Revocation of registration of charities 721
Canadian International Trade Tribunal
Notice No. HA-2009-016 — Appeal 723
Canadian Radio-television and Telecommunications Commission
* Addresses of CRTC offices — Interventions 724
Decisions
2010-188 and 2010-193 to 2010-197 725
Notices of consultation
2010-138-1 — Notice of hearing 726
2010-192 — Notice of applications received 726
Regulatory policies
2010-185 — Addition of Benfica TV to the lists of eligible satellite services for distribution on a digital basis 727
2010-189 — Commercial advertising in the local availabilities of non-Canadian services 727
2010-190 — Regulatory framework for video-on-demand undertakings 728
National Energy Board
Manitoba Hydro — Application to export electricity to the United States 729

COMMISSIONS — *Continued*
Public Service Commission
Public Service Employment Act
Permission granted (Le Blanc, Ronald) 730

MISCELLANEOUS NOTICES

Celebrate Canada Committee for Quebec, surrender of charter 731
* Central 1 Credit Union, letters patent of incorporation 731
KOTT FAMILY FOUNDATION, surrender of charter 731
PARKWAY FOUNDATION OF OTTAWA-CARLETON (THE), surrender of charter 732

PARLIAMENT

Chief Electoral Officer
Canada Elections Act
Deregistration of a registered electoral district association 720
House of Commons
* Filing applications for private bills (Third Session, Fortieth Parliament) 720

PROPOSED REGULATIONS

Environment, Dept. of the
Canadian Environmental Protection Act, 1999
Renewable Fuels Regulations 734
Fisheries and Oceans, Dept. of
Oceans Act
Tarium Niryutait Marine Protected Areas Regulations 819
Transport, Dept. of
Transportation of Dangerous Goods Act, 1992
Regulations Amending the Transportation of Dangerous Goods Regulations (Amendment 9) 840

INDEX

Vol. 144, n° 15 — Le 10 avril 2010

(L'astérisque indique un avis déjà publié.)

AVIS DIVERS

* Central 1 Credit Union, lettres patentes de constitution 731
Comité des Célébrations du Canada au Québec, abandon de charte 731
FONDATION FAMILLE KOTT, abandon de charte 731
FONDATION PARKWAY D'OTTAWA-CARLETON (LA), abandon de charte 732

COMMISSIONS

Agence des services frontaliers du Canada
Loi sur les mesures spéciales d'importation
Poivrons de serre — Décision 721
Agence du revenu du Canada
Loi de l'impôt sur le revenu
Révocation de l'enregistrement d'organismes de bienfaisance 721
Commission de la fonction publique
Loi sur l'emploi dans la fonction publique
Permission accordée (Le Blanc, Ronald) 730
Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes
* Adresses des bureaux du CRTC — Interventions 724
Avis de consultation
2010-138-1 — Avis d'audience 726
2010-192 — Avis de demandes reçues 726
Décisions
2010-188 et 2010-193 à 2010-197 725
Politiques réglementaires
2010-185 — Ajout de Benfica TV aux listes des services par satellite admissibles à une distribution en mode numérique 727
2010-189 — Publicité commerciale dans les disponibilités locales des services non canadiens 727
2010-190 — Cadre réglementaire visant les entreprises de vidéo sur demande 728

COMMISSIONS (*suite*)

Office national de l'énergie
Manitoba Hydro — Demande visant l'exportation d'électricité aux États-Unis 729
Tribunal canadien du commerce extérieur
Avis n° HA-2009-016 — Appel 723

PARLEMENT

Chambre des communes
* Demandes introductives de projets de loi privés (Troisième session, quarantième législature) 720
Directeur général des élections
Loi électorale du Canada
Radiation d'une association de circonscription enregistrée 720

RÈGLEMENTS PROJETÉS

Environnement, min. de l'
Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)
Règlement sur les carburants renouvelables 734
Pêches et des Océans, min. des
Loi sur les océans
Règlement sur les zones de protection marine de Tarium Niryutait 819
Transports, min. des
Loi de 1992 sur le transport des marchandises dangereuses
Règlement modifiant le Règlement sur le transport des marchandises dangereuses (modification n° 9) 840

MAIL POSTE
Canada Post Corporation / Société canadienne des postes
Postage paid Port payé
Lettermail Poste-lettre
6627609
OTTAWA

If undelivered, return COVER ONLY to:
Government of Canada Publications
Public Works and Government Services Canada
Ottawa, Canada K1A 0S5

En cas de non-livraison,
retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à :
Publications du gouvernement du Canada
Travaux publics et Services gouvernementaux Canada
Ottawa, Canada K1A 0S5

Available from Government of Canada Publications
Public Works and Government Services Canada
Ottawa, Canada K1A 0S5

En vente : Publications du gouvernement du Canada
Travaux publics et Services gouvernementaux Canada
Ottawa, Canada K1A 0S5